



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Postgrado
Maestría en Ingeniería de Mantenimiento

**DISEÑO DE PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO A GENERADOR DE POTENCIA
EMPLEANDO LA TÉCNICA EN VIBRACIONES MECÁNICAS Y DESCARGAS PARCIALES,
EN PLANTA HIDROELÉCTRICA JURÚN MARINALÁ INDE, GUATEMALA**

Óscar Humberto Chang Arreaga

Asesorado por el MSc. Ing. Ramón Horacio Juárez Juárez

Guatemala, septiembre de 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO A GENERADOR DE POTENCIA
EMPLEANDO LA TÉCNICA EN VIBRACIONES MECÁNICAS Y DESCARGAS PARCIALES,
EN PLANTA HIDROELÉCTRICA JURÚN MARINALÁ INDE, GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN
PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ÓSCAR HUMBERTO CHANG ARREAGA
ASESORADO POR EL MSc. ING. RAMÓN HORACIO JUÁREZ JUÁREZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Christian Moisés de la Cruz Leal
VOCAL V	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
SECRETARIO	Mtro. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADORA	Dra. Aura Marina Rodríguez Pérez
EXAMINADORA	Mtra. Sandra Nineth Ramírez Flores
DIRECTOR	Mtro. Edgar Darío Álvarez Cotí
SECRETARIO	Mtro. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**DISEÑO DE PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO A GENERADOR DE POTENCIA
EMPLEANDO LA TÉCNICA EN VIBRACIONES MECÁNICAS Y DESCARGAS PARCIALES,
EN PLANTA HIDROELÉCTRICA JURÚN MARINALÁ INDE, GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Postgrados, con fecha 14 de julio de 2014.

Óscar Humberto Chang Arreaga



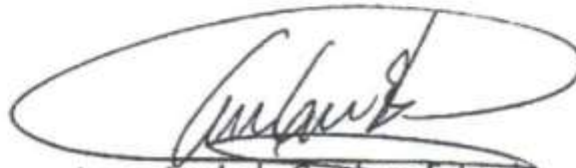
USAC
TRICENTENARIA
Universidad de San Carlos de Guatemala

Decanato
Facultad de Ingeniería
24189101 - 24189102

DTG. 230.2020.

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO A GENERADOR DE POTENCIA EMPLEANDO LA TÉCNICA EN VIBRACIONES MECÁNICAS Y DESCARGAS PARCIALES, EN PLANTA HIDROELÉCTRICA JURÚN MARINALÁ INDE, GUATEMALA**, presentado por el Licenciado **Óscar Humberto Chang Arreaga**, estudiante de la **Maestría en Ingeniería en Mantenimiento** y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Inga. Anabela Cordova-Estrada
Decana



Guatemala, septiembre de 2020.

AACE/asga

Docentes: Carlos Sánchez y Susana del Programa de Maestrías, y los docentes de la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, de la Universidad de Buenos Aires.

EEPF1-403-2020

Como Coordinador de la Maestría en Artes en Mantenimiento doy el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado: **"DISEÑO DE PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO A GENERADOR DE POTENCIA EMPLEANDO LA TÉCNICA EN VIBRACIONES MECÁNICAS Y DESCARGAS PARCIALES EN PLANTA HIDROELÉCTRICA JURÚN MARINALÁ INDE, GUATEMALA"** presentado por el Licenciado en Administración de Empresas **Oscar Humberto Chang Arreaga** quien se identifica con Carné **008330578**.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Mtra. Inga. Roció Carolina Medina Salazar
Coordinadora de Maestría
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, agosto de 2020

En mi calidad como Asesor del señor **Oscar Humberto Chang Arreaga** quien se identifica con Carné **008330578** procedo a dar el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado: **"DISEÑO DE PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO A GENERADOR DE POTENCIA EMPLEANDO LA TÉCNICA EN VIBRACIONES MECÁNICAS Y DESCARGAS PARCIALES, EN PLANTA HIDROELÉCTRICA JURÚN MARINALÁ INDE, GUATEMALA"** quien se encuentra en el programa de Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento en la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"



Ramón Horacio Juárez Juárez
INGENIERO MECANICO
SOLEGIADO 14,384

Mtro. Ing. Ramón Horacio Juárez Juárez
Asesor

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Ser supremo por excelencia.

Mis padres

Diego Chang y María de los Ángeles Arreaga,
por la transmisión de su cultura.

Mis hijos

Lilian Karina y Gary Daniel Chang Girón por su
apoyo incondicional.

Al INDE

Institución del pueblo de Guatemala, por la
oportunidad de realizar el presente estudio.

AGRADECIMIENTOS A:

USAC Por su contribución a mi formación profesional

Doctora Aura Marina Rodríguez Pérez

Maestra Sandra Nineth Ramírez Flores

Maestro Juan Carlos Fuentes Montepeque

Maestro Ramón Horacio Juárez Juárez

Por sus aportes en la formulación de mi trabajo de tesis.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XI
PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA Y PREGUNTAS ORIENTADORAS.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1. Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá	1
1.2. Álabes o cangilones	8
1.3. Relación entre caudal, altura de salto y otras variables	12
1.4. Altura neta de la turbina.....	14
1.5. Turbina y la prueba de líquidos penetrantes.....	17
1.6. Definición de mantenimiento	19
1.7. Análisis de la gestión de equipos, índices	25
1.8. Vibraciones mecánicas.....	28
1.9. Grados, radianes	30
1.10. Fases.....	31
1.11. Frecuencia fundamental	33
1.12. Descargas parciales	34
1.13. Generador de potencia, datos técnicos	34
1.14. Máquina motriz y generador de energía eléctrica.....	37
1.15. Turbinas hidráulicas más empleadas actualmente.....	38

1.16.	Vibraciones mecánicas en el generador	39
1.17.	Limpieza a los devanados del generador	40
1.18.	Descargas parciales.....	41
1.19.	Valores de resistencia de aislación	42
2.	PRESENTACION DE RESULTADOS.....	44
2.1	Diseño de plan de mantenimiento predictivo a generador	44
2.2	Identificar el estado del aislamiento de los devanados	45
2.3.	Descargas a la ranura	48
2.4.	Vibraciones mecánicas en el generador	52
2.5.	Vibración compuesta, transformada rápida de Fourier.....	53
2.6.	Generador de potencia.....	55
2.7.	Velocidad del generador	56
2.8.	Corrientes en el estator	59
2.9.	Analizar la seguridad con mantenimiento preventivo	62
2.10.	Evaluar los beneficios con mantenimiento predictivo	63
2.11.	Propuesta de emplear técnicas predictivas.....	63
2.12.	Pasos para la implementación del análisis predictivo:	64
2.13.	Órdenes de trabajo.....	68
2.14.	Equipo propuesto, análisis de vibraciones mecánicas	68
2.15.	Dispositivos para efectuar la medición de las vibraciones	70
2.16.	Clasificación de los transductores	72
2.17.	Transductores de temperatura	72
2.18.	Precio de los dispositivos	73
2.19.	Análisis de descargas parciales al generador	74
2.20.	Equipo propuesto para descargas parciales	75
3.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	77
3.1.	Resultados a pruebas de devanados	79

3.1.	Limpieza a generador de potencia	79
3.2.	Base de datos históricos.....	80
3.3.	Comparación bibliográfica	82
CONCLUSIONES		85
RECOMENDACIONES.....		87
BIBLIOGRAFÍA		89

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Presa de regulación diaria.....	2
2.	Casa de máquinas Jurún Marinalá.....	3
3.	Subestación de potencia	4
4.	Turbina Pelton, datos técnicos	4
5.	Generador, datos técnicos	5
6.	Cangilón de doble cuchara.....	9
7.	Operación de turbina Pelton.....	9
8.	Regulación de agua	10
9.	Tubería de presión	15
10.	Turbinas Pelton	18
11.	Masa-resorte	29
12.	Onda oscilante	29
13.	Triángulo de cálculo	31
14.	Fases	32
15.	Limpieza de devanados del generador con dieltron	40
16.	Bobinas recubiertas de pintura aislante roja.	50
17.	Generadores acoplados con turbina Pelton	52
18.	Gráficas de vibración.....	54
19.	Onda vibratoria.....	55
20.	Vista interna del generador	57
21.	Resistencia de aislamiento de devanados (<i>megger</i>).....	78

TABLAS

I.	Mantenimiento	20
II.	Formular los programas de mantenimiento.....	21
III.	Mejorar la confiabilidad de un equipo	22
IV.	Considerar los accidentes por fallas múltiples	23
V.	Datos del generador trifásico síncrono	35
VI.	Turbinas hidráulicas.....	38
VII.	Norma IEEE 43-2000	41
VIII.	Resistencia de aislamiento de devanados	43
IX.	Tipos de aislamiento	43
X.	Norma IEEE 43-2000	62
XI.	Límites superior e inferior del ámbito de medida	66
XII.	Valores índices de polaridad obtenidos	77

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
H	Altura útil de la turbina o caída
H_{est}	Altura estática
α_G	Ángulo en grados
α_R	Ángulo en radianes
ρ	Densidad del agua
E_s	Energía de salida
E_1	Energía de entrada
g	Gravedad
J_O	Inercia rotatoria
J_G	Momento de inercia
Z_{ni}	Nivel inferior
Z_{ns}	Nivel superior
ΔH	Pérdidas hidráulicas por longitud
v_1	Velocidad media

GLOSARIO

Análisis de causa raíz	Herramienta utilizada para identificar las causas que originan los fallos.
Análisis vibracional	Colectores de datos electrónicos y el software asociado, permiten tanto realizar tendencias como análisis de datos colectados.
Defecto	Ocurrencia de un ítem que no impide su funcionamiento, pero a corto plazo puede acarrear su indisponibilidad.
Emisión acústica	Diagnostica desgaste de rodamientos fricción y fuga de válvulas.
Equipo	Grupo de componentes interconectados con que se realiza materialmente la actividad de una instalación.
Falla	Ocurrencia de ítem que impide su funcionamiento.
Ítem	Equipo, obra o instalación.

Mantenimiento	Son todas las acciones necesarias para que un ítem sea conservado o restaurado de modo que permanezca de acuerdo a una condición específica.
Mantenimiento correctivo	Operación hasta que falle, trabajo de emergencia.
Mantenimiento predictivo	Aplicación de diversas tecnologías con el fin de determinar el estado actual de la maquinaria y programar reparaciones.
Mantenimiento preventivo	Programado, planeado, la meta es prevenir posibles fallas y extender la vida del equipo a través de la limpieza y cambio de piezas.
Termografía infrarroja	Utilizado principalmente para defectos de circuitos eléctricos.

RESUMEN

El tema central de la investigación fue diseñar un plan para la aplicación del mantenimiento predictivo en la Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá, para resolver el problema presentado de mejorar la disponibilidad del generador de potencia.

En la metodología aplicada se realizaron visitas de campo, para observar directamente el proceso del mantenimiento, se recolectó información de primera mano, con el propósito de resolver el problema de las pérdidas económicas por parar la producción durante 15 días para efectuar el mantenimiento preventivo.

Entre los resultados se tiene la propuesta de la instalación del equipo de vibraciones mecánicas y descargas parciales, y el aislamiento del generador, así como el análisis de aceites a las chumaceras al menos una vez al año.

Esta investigación hace énfasis en la reducción del tiempo que se emplea con el mantenimiento preventivo, al menos en un 80% para la mejora económica. Con el generador destapado hay algunas partes de los devanados que están recubiertas con pintura aislante, lo que indica que han tenido pérdida de aislamiento, por lo cual se hace necesario mantener una observación constante.

En conclusión, con el análisis de estas incidencias se cuantifica el costo de oportunidad (pérdidas) de Q4, 801,000 por dejar de generar, condición que

se puede sostener y mejorar con la recomendación de que se instalen los equipos de vibraciones mecánicas y descargas parciales en línea.

PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA Y PREGUNTAS ORIENTADORAS

El problema principal de la Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá es que se utiliza el mantenimiento preventivo para la gestión del mantenimiento. Ese programa es necesario para la producción por 15 días. Se emplea más personal, se pagan horas extras, se compra equipo para cambiarlo y no se determina en qué estado se encuentran. Las pérdidas económicas por dejar de generar energía eléctrica en esos 15 días son de Q4, 801, 000 aproximadamente.

El otro problema encontrado es el del aislamiento de los devanados del generador. Con el generador destapado, algunos devanados presentan pintura aislante ajena al color original y pequeños pedazos del aislante Micadur se habían caído, esto es un síntoma de que algo está sucediendo ahí.

La otra situación es la forma en que se realiza la limpieza del generador en los embobinados. El fabricante indica que se debe hacer limpieza en seco y sin aire comprimido. Sin embargo, la forma en que lo limpian es con aire comprimido y desengrasante marca Dieltron. Esto puede acumular la suciedad a lo interno del generador y más adelante tener problemas por contaminación.

Debido a esta problemática se planteó lo siguiente:

Pregunta central

¿Cómo el mantenimiento predictivo al generador de potencia mejorará la producción en la Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá?

Preguntas de investigación

1. ¿Cuáles son los estados de aislamiento de los devanados del generador de potencia?
2. ¿Qué seguridad operativa presenta el equipo con un plan de mantenimiento preventivo?
3. ¿Qué beneficios económicos tiene la utilización de un plan de mantenimiento predictivo, utilizando el equipo de análisis de vibraciones mecánicas y descargas parciales?

OBJETIVOS

General

Diseñar un plan de mantenimiento predictivo a generador de potencia empleando la técnica en vibraciones mecánicas y descargas parciales, en la Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá del INDE, Guatemala.

Específicos

1. Identificar cómo están los estados de aislamiento de los devanados del generador de potencia.
2. Analizar la seguridad operativa que presenta el equipo con un plan de mantenimiento preventivo.
3. Evaluar los beneficios económicos que tiene la utilización de un plan de mantenimiento predictivo, utilizando el equipo de vibraciones mecánicas y descargas parciales.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

Enfoque de la investigación

Se trata de un enfoque cuantitativo, se analizaron datos y técnicas empleadas en el proceso del mantenimiento preventivo.

Diseño

El diseño de este estudio es no experimental, observando el fenómeno tal y como se presentó, de forma presencial. Se realizó investigación de campo con el objetivo de recolectar información de primera mano acerca de la información técnica del generador de potencia, datos de temperaturas, presiones, entre otros aspectos. Se revisó la bitácora (datos de tres meses atrás) de los datos técnicos que se registran diariamente y a cada hora por parte de los operadores de sala de mando de la Central Jurún Marinalá. Se revisaron protocolos de mantenimiento que el fabricante de los equipos indica como adecuados para preservar la vida útil de los embobinados y sus componentes.

Población

Se analizan principalmente 4 componentes que constituyen e intervienen en todo el proceso:

- Comunicación
- Mando
- Fuerza
- Regulación

Población

Dentro del conjunto de elementos que intervienen en el proceso de generación de energía se escogió al generador de potencia eléctrica.

Recolección de datos

Se obtuvieron datos de los archivos de la empresa, de la bitácora o registro diario y también de las carpetas de los registros de falla que están en los ordenadores o equipo de cómputo de la sala de mando.

INTRODUCCIÓN

Este trabajo de investigación se realizó con el propósito de encontrar la solución a las pérdidas económicas, de eficiencia y confiabilidad del generador de potencia de la Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá del INDE.

Se emplea un mantenimiento de tipo preventivo. Con ese propósito se emplean 15 días para efectuar los trabajos de limpieza y cambio de equipo o dispositivos al generador y durante ese tiempo se para la producción de energía eléctrica.

Los objetivos de la investigación son reducir la pérdida económica, de eficiencia y confiabilidad que tiene la Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá al dejar de producir energía eléctrica, y que se calcula es de Q4, 801, 000.00.

Se propone que al utilizar el mantenimiento predictivo con las técnicas de vibraciones mecánicas y descargas parciales en línea se mantendrá un monitoreo constante del generador y equipos adyacentes. No es necesario estar deteniendo el proceso de generación por 15 días, los mantenimientos se programarán solamente cuando sea estrictamente necesario, prolongando la vida útil de los activos y ahorrando costos en mano de obra, horas extras, compra de equipos nuevos, entre otras cosas.

El mantenimiento predictivo es una alternativa viable, versátil, moderna, útil para pronosticar el futuro de la falla del elemento bajo monitoreo y planificar

con la debida anticipación el cambio, es decir, se minimiza el tiempo muerto y maximiza la vida útil del activo.

Este es un estudio de tipo no experimental, con observaciones directas en el campo de trabajo, durante los 15 días que duró el mantenimiento, con enfoque de la investigación de tipo cuantitativo, empleando valores numéricos de temperaturas, presiones y mediciones de aislamiento.

El alcance de este trabajo es únicamente al generador de potencia y se realizó directamente en la Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá del INDE.

En el capítulo uno, marco teórico, se hace una recopilación de antecedentes, investigaciones y aspectos teóricos que sirven para comprender el proyecto de investigación.

De la Planta hidroeléctrica Jurún Marinalá se describen las partes que componen todo el proceso de generación, desde los datos del embalse de Palín hasta los componentes o equipos que intervienen en la generación hidráulica

Se analiza el concepto del mantenimiento predictivo, particularmente el enfoque actual según la bibliografía consultada y los beneficios que tiene el empleo de esta técnica, utilizando equipos de vibraciones mecánicas y descargas parciales. Sobre el generador de potencia se muestra cómo está actualmente con relación a sus devanados, así como los problemas que pueden suceder si no se cuidan los embobinados.

Para el capítulo dos se hace la presentación de resultados, se inicia con los datos de la puesta en servicio de la Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá y de los equipos que fueron instalados.

Debido a los esfuerzos mecánicos y eléctricos que realiza en cada intervención de arranque y paro, se brinda información de los daños que pueden ocurrir si no se atienden los problemas desde su propio inicio, tales como los esfuerzos térmicos, eléctricos, mecánicos e impactos al medio ambiente. También se aborda lo que ocurre con las descargas parciales internas y descargas a la ranura y el caso del deterioro del rotor.

En el capítulo tres se presenta la discusión de resultados, esto se considera el corazón de la investigación. Se plantean los hallazgos descubiertos en el proceso del desarrollo de este trabajo, por ejemplo:

- Las pérdidas económicas, de eficiencia y confiabilidad por emplear el mantenimiento preventivo.
- El deterioro del aislamiento de los devanados del generador.
- La mala práctica al efectuar la limpieza interna de los devanados.

Así mismo se presenta la propuesta del plan de la compra de los equipos de vibraciones mecánicas y descargas parciales. Se indican las características técnicas necesarias y el software correspondiente, la creación de la base de datos y precios aproximados de los dispositivos. Estos sistemas deben ser adquiridos para trabajar en línea, con el objetivo de monitorear constantemente los devanados y graficar las vibraciones mecánicas.

1. MARCO TEÓRICO

Aquí se muestra un conjunto de ideas y conceptos teóricos que colaboran en la explicación y comprensión del tema de vibraciones mecánicas y descargas parciales en un generador de potencia.

1.1 Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá

Históricamente los estudios para este proyecto hidroeléctrico fueron realizados en la era democrática de la Revolución de Octubre dentro de los años de 1944 a 1954, durante la presidencia de Juan José Arévalo y Jacobo Árbenz Guzmán.

La Central Jurún Marinalá, lugar donde se realiza este estudio de investigación, está emplazada en la Aldea Agua Blanca, municipio del Departamento de Escuintla.

Posee para su operación un embalse natural de agua que proviene del Lago de Amatitlán y se conoce técnicamente como un embalse anual, tiene una magnitud útil máxima de embalse de $32.7 \times 10^6 \text{ m}^3$ y su regulación es anual, el agua se conduce naturalmente por medio de la longitud del Río Michatoya que nace en el sur poniente del Lago, recorre el Valle del Cañón de Palín con una distancia de 12 kilómetros hasta la Presa asentada en el municipio de Palín.

Es un embalse de gravedad, construido con hormigón armado y almacena agua hasta la cota 1,189.40, está equipada con compuertas radiales, tableros abatibles de 5.00 metros x 4.45 metros. Su accionamiento es

oleohidráulico (hay componentes mecánicos que son accionados por agua o por aceite hidráulico o combinados).

Así mismo se realizaron obras como la presa desviadora con una distancia de corona de 7.0 metros, ancho de corona 4.00 metros y ancho de base 22.50 metros. Es un embalse de regulación diaria.

Figura 1. **Presa de regulación diaria**



Fuente: *Jurún Marinalá*. Recuperado de: <https://commons.wikipedia.org/wiki/file>

En la figura 1 se mira la presa de regulación diaria, asentada en el municipio de Palín, Escuintla.

La Casa de Máquinas que se mira en la figura 2 es una edificación de cemento armado construido a espacio abierto en cuyo interior se instalaron turbinas, generadores, paneles de control y mando, válvulas esféricas, régimen de regulación y de enfriamiento, equipos de protección, grupo electrógeno (planta diésel de emergencia), puentes grúa, sala de mando y banco de baterías.

Figura 2. Casa de máquinas de Jurún Marinalá



Fuente: elaboración propia.

A la par se construyó la subestación de potencia, diseñada y configurada en circuito de barra simple.

Cada generador tiene su propio campo en 13.8/Kv., y entrega 20 Mw por cada unidad, esta potencia se conduce hacia la subestación al transformador elevador 13.8/138 Kv. y sale hacia la barra común de 138kv.

En dicho punto se une a tres bahías (o campos) con tensión de 138/Kv., que enlazan la generación de Jurún Marinalá con Escuintla (subestación central térmica), Palín II (Planta Hidroeléctrica Palín II) y Guatemala sur (Subestación de potencia Guate- sur).

Los transformadores de potencia son de 26,500 Kva., con relación de voltaje de 13.8/138/Kv., es decir que son transformadores elevadores, con sus correspondientes pararrayos, seccionadores y disyuntores de potencia.

Figura 3. **Subestación de potencia**



Fuente: elaboración propia.

Se mira en la figura 3 de lado derecho los tres campos de salida de los generadores y en la parte izquierda los mandos de los disyuntores de potencia, al fondo están instaladas las bahías de Escuintla, Palín II y Guate sur.

En la casa de máquinas están instalados 3 grupos turbina-generator. Las turbinas son de tipo Pelton de eje horizontal, diseñadas para una caída máxima efectiva de 660.00 metros, velocidad de 600 rpm y un caudal de 3880 litros por segundo.

Figura 4. **Turbina Pelton, datos técnicos**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 4 se aprecia el rótulo de características del rodete tipo Pelton de eje horizontal.

El generador es trifásico síncrono, frecuencia de 60 hertz, capacidad de 25 kilovoltio amperios, voltaje de salida de 13,800 voltios y velocidad de 600 revoluciones por minuto.

En la figura 5 se observan los datos técnicos del generador de potencia, amperaje, frecuencia, número de revoluciones, coseno y tensión de salida, con generador trifásico de corriente alterna.

Figura 5. **Generador, datos técnicos**



Fuente: elaboración propia.

La Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá con sus tres unidades a plena carga entrega al Sistema Nacional Interconectado SIN. 60 Mw de potencia.

La salida de tensión del generador es de 13,800 voltios, tensión que será modificada por un transformador-elevador y llevada a la barra común en 138,000 voltios, para ser transportada a los núcleos industriales y urbanos según el flujo de carga definido por el Mercado Mayorista.

Hasta septiembre de 2015 Jurún Marinalá utilizaba el modelo correctivo y preventivo para llevar la manutención de sus activos físicos (plantas, equipos y dispositivos e instalaciones), además se emplea el software del Mp9 que principalmente se dedica a organizar sistemáticamente las características de los equipos, es un software para la administración del mantenimiento.

Luego de la privatización de la Gerencia de Comercialización y Distribución de la energía eléctrica (1998-1999) durante el gobierno de Álvaro Arzú, y de terminar con el monopolio natural de generación de energía eléctrica

que tenía el INDE, surgen generadores particulares, principalmente de empresas transnacionales españolas, italianas, estadounidenses, entre otras.

Estos generadores privados utilizan principalmente la conservación predictiva o que se basa en el estado del activo para la administración del mantenimiento, reconocen la trascendencia de no parar la producción de energía y sus sistemas electromecánicos.

Los puntos críticos son sistemáticamente supervisados con programas que evalúan constantemente la condición de sus dispositivos o equipos, se analizan las fallas desde su estado incipiente con el objetivo de que esto no ocasiona problemas de mayor envergadura que pueden provocar fallas catastróficas que afecten la prestación o continuidad de la producción de energía, al personal equipos y al medio ambiente.

Las utilidades que ofrece el análisis predictivo, entre otros aspectos, son:

- La disponibilidad del generador.
- Disminuye la cantidad de paradas por mantenimiento.
- Mayor confiabilidad.
- Reducción de mano de obra (horas extras) y transporte de personal.
- Disminuye el costo económico de cambiar equipos o dispositivos solo por el motivo de que llegó la oportunidad de cambiarlos.

Existe una variedad de pruebas predictivas para examinar los diferentes equipos como la termografía, vibraciones mecánicas, descargas parciales, pruebas de lubricantes, ultrasonidos, entre otros.

En este caso, dada la vejez del generador de potencia (inició operaciones en 1970), es oportuno considerar la implementación del análisis de oscilaciones mecánicas en línea y de los exámenes de descargas parciales en línea. Estos dos análisis servirán para monitorear constantemente al generador con la ayuda de los espectros o gráficas, y permitirá crear un origen de datos con la intención de hacer análisis comparativos de la conducta del espécimen en estudio.

Para poder competir en el mercado eléctrico nacional es obligatorio que la EGEE del INDE implemente la conservación predictiva, con un programa robusto y confiable para garantizar confianza en la adjudicación del servicio eléctrico. Dichos análisis se deben completar con el empleo de la Manutención Centrada en Confiabilidad (RCM por sus siglas en inglés) u otro tipo que se acople a las normas ISO para mantenimiento a generadores.

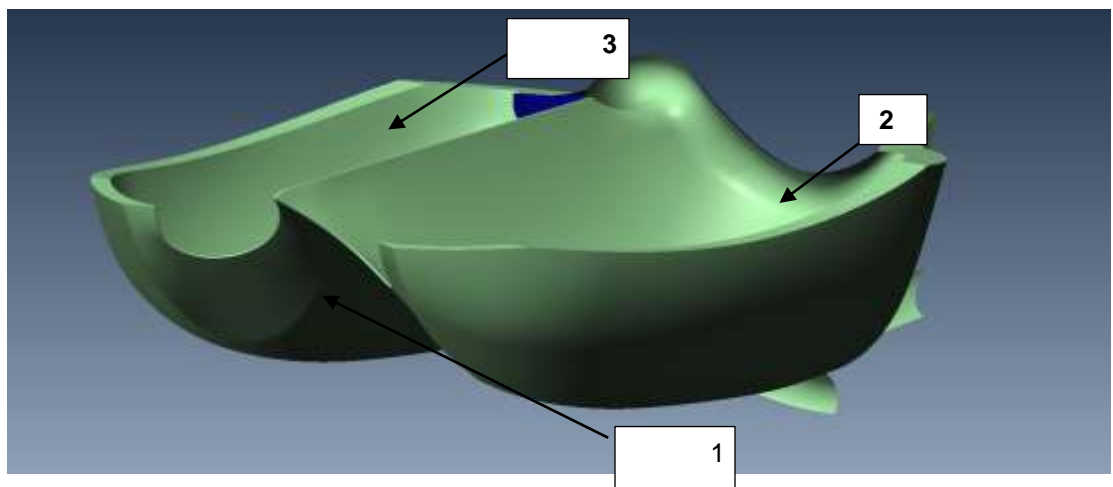
1.2 Álabes o cangilones

El eje del generador lo mueve un rodete o rueda tipo Pelton, con álabes periféricos en doble cuchara, fundido en una sola pieza o individualmente, y está atornillado al disco por medio de bulones. Llamado también cangilón, es una vasija o cuchara de aleación que se acopla a una rueda. El componente debe soportar la fatiga, la corrosión y la erosión.

Construidas al acero – carbono, con aleación de níquel (0.7 a 1) molibdeno (0.3), aceros con 13% de cromo y con acero austeno-ferrítico (Cr 20, Ni 8, Molibdeno 0.3), estos materiales tienen una oposición excepcional a la cavitación y la abrasión.

La turbina Pelton está configurada por álabes o cangilones, Encinas (2009) afirma que: “el álabe o cangilón tiene la forma de doble cuchara, con una arista diametral sobre la que choca el agua, ocasionando una desviación simétrica en dirección axial, buscando un equilibrio dinámico de la máquina en esa dirección” (p.18). Así se muestra en la figura número 6:

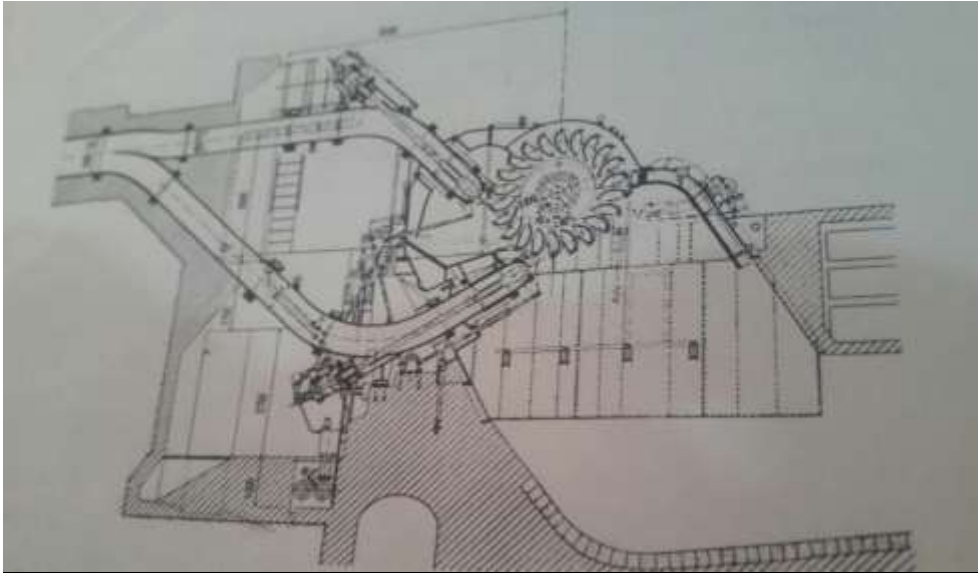
Figura 6. **Cangilón de doble cuchara**



Fuente: *Cangilón*. Recuperado de: <https://www.google.com.gt/search?q=cangilón+pelton>

Se mira en la figura 6 el cangilón de doble cuchara, con arista en el medio que separa la corriente de agua y la desvía hacia los dos lados. En 1 la cresta afilada, 2 el cuello, 3 borde.

Figura 7. **Operación de la turbina Pelton**



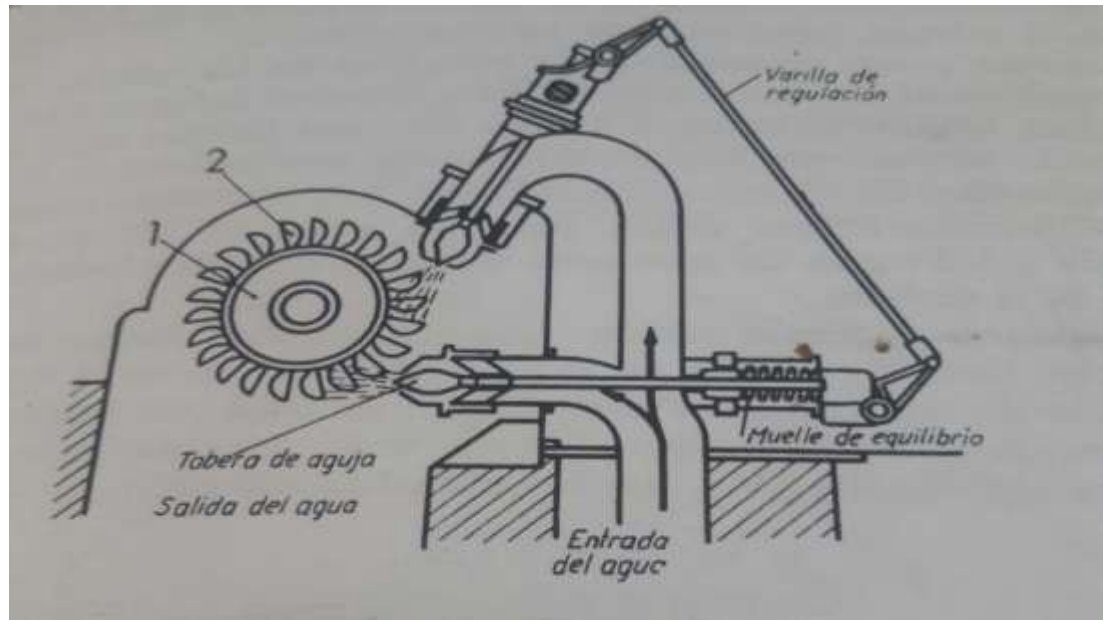
Fuente: *Turbina*. Recuperado de: <https://www.google.com.gt/search?q=turbinas>

En la figura 7 se mira la operación que representa a un rodete Pelton con dos toberas para una elevación de salto de 600 metros, los cangilones reciben la columna de agua que con gran fuerza es impulsada por medio de las agujas que están montadas en cada tobera que tiene este diseño, similar al empleado en Jurún Marinalá.

- Tobera superior
- Aguja en forma de punta de flecha
- Cangilón de la turbina hidráulica

La regulación de la columna de agua se realiza con las agujas haciendo un movimiento hacia adelante o hacia atrás, van regulando el chorro de agua que se estrellará en los cangilones produciendo el giro o movimiento mecánico requerido para que en el generador se produzca la energía eléctrica.

Figura 8. **Regulación de agua**



Fuente: *Regulador*. Recuperado de: <https://faeitch2012.wordpress.com/2012/02/turbinas-Pelton>

En la figura 8 se mira la regulación de agua con la varilla de regulación. Son notables las toberas superior e inferior y las puntas de las agujas que se moverán hacia adelante o hacia atrás, según la regulación requerida (demanda eléctrica solicitada), el número 1 es el rodete y el número 2 representa los cangilones. El muelle de equilibrio y la varilla de regulación permiten que las 2 agujas trabajen en sintonía.

La rueda tipo Pelton y el generador de potencia son equipos críticos. El costo más elevado técnica y económicamente en la filosofía de la manutención es el ocasionado por el mantenimiento correctivo, el cual, como su nombre lo dice, significa reparar con carácter de urgente y parar el trabajo de manera súbita, no planificada.

Históricamente este mantenimiento presenta una curva ascendente dado que decrece la vida rentable de los equipos y hay pérdida de producción, pérdida de cualidad y depreciación, baja en la confianza y disponibilidad de la

planta, pérdidas por la penalización de dejar de producir y tener que comprar energía eléctrica a otras centrales eléctricas para satisfacer el convenio de la oferta de su producto.

Así mismo se incrementan las horas extras del personal técnico que trabaja en reparar la falla, hay pérdidas por la ociosidad de personal operativo, aumenta la posibilidad de accidentes por la falla imprevista y posiblemente daños al entorno.

El mantenimiento de tipo clase mundial ha sugerido que el gasto por mantenimiento debe estar alrededor de 2% o menos del valor del activo, si en la Hidroeléctrica Jurún Marinalá la suma de los equipos fuera de Q30 millones, deberá gastarse aproximadamente: $30\,000,000 \times 2\% = 600,000/12 \text{ (meses)} = Q\,50,000.00$ por cada mes o menos lo que debería de gastar en la manutención incluyendo repuestos, traslados de personal, combustible, viáticos y horas extras y tercerización del mantenimiento. Si pasa más de esa cantidad se afecta el cálculo económico de forma significativa.

1.3 Relación entre caudal, altura de salto y otras variables

Es importante conocer la relación que existe entre caudal, altura de salto, potencia, velocidad y rendimiento, y con estos datos elegir la turbina conveniente, en este estudio solamente se examina la turbina tipo Pelton que utiliza Jurún Marinalá. Rodríguez (2006) dice que: “la fórmula para definir la

potencia del motor hidráulico, sabiendo que la potencia teórica de un salto de agua está expresada así” (pág. 18), es esta:

$$1. \quad P_t = \frac{Q \cdot h}{75} \text{ cv}$$

Q = caudal en litros por segundo

H = altura del salto en metros (o en metros cúbicos por segundo)

cv = caballo de vapor

1m³ = 1,000 litros

$$P_t = \frac{1000 \cdot Q \cdot h}{75}$$

Q = caudal en m³/seg

Suponiendo que η_r es el rendimiento de la turbina, la potencia útil en el eje de la turbina es:

$$2. \quad P_G = \frac{1000 \cdot Q \cdot h}{75} \eta_r$$

1 kw = 1.34 cv

$$P_G = \frac{1000 \cdot Q \cdot h}{1.34 \cdot 75} \eta_r = 9.8 Q h \eta_r$$

La potencia utilizable en el generador:

$$3. \quad P = \frac{1000 \cdot Q \cdot h}{75} \eta_f \eta_G \text{ que dá cv}$$

O bien:

$$P = 9.8 Q \cdot h \cdot \eta_f \cdot \eta_g \text{ que dá kw}$$

La potencia aproximada utilizable en el generador es:

$$P \approx 10 \cdot Q \cdot h \text{ que dá cv}$$

O bien:

$$P \approx 7.4 \cdot Q \cdot h \text{ que dá kw}$$

1.4 Altura neta de la turbina

Un resumen general de la instalación de un rodete en una central hidroeléctrica es como se observa en la figura 9. Ortiz (2011) indica “que el chorro captado por la toma de agua es llevado por medio del conducto de presión hasta la turbina. Cuando el caudal ha pasado por el rodete se entrega aguas abajo por medio de la cañería de succión” (P.35).

La desigualdad entre el nivel superior N_s e inferior N_i afecta a la altura estática de la hidroeléctrica. El enunciado para encontrar la altura estática es:

$$4. \quad H_{est} = Z_{ns} - Z_{nl}$$

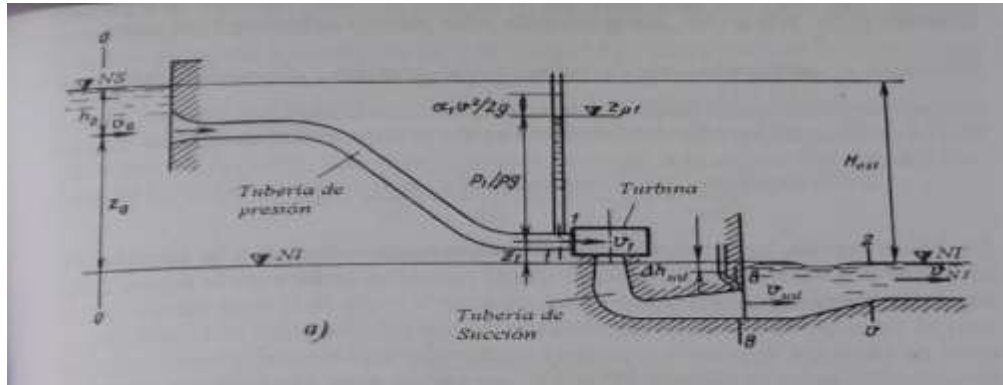
en donde:

H_{est} = altura estática

Z_{NS} = nivel superior

Z_{NI} = nivel inferior

Figura 9. **Tubería de presión**



Fuente: Ortiz, F. (2011). *Hidráulica. Generación de energía*.

La altura útil del rodete o caída H pertenece a la energía específica aprovechada, la cual equivale a la oposición entre las energías específicas a la entrada y a la salida de la turbina.

$$5. \quad H = e_1 - e_{sal}$$

En donde:

e_1 = energía de entrada

e_{sal} = energía de salida

Para averiguar la energía específica a la entrada será:

$$6. \quad e_1 = \frac{p_1}{\rho g} + Z_l + \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g}$$

V_1 concierne a la celeridad media en lo que corresponde al punto (1-1) del conducto de presión. Para decidir el valor de:

$$\frac{P_1}{\rho g}$$

Se emplea la declaración de Bernoulli, correspondiente a la entrada (0-0) y salida (1-1) del conducto de presión.

$$7. \quad \frac{P_o}{\rho g} + Z_o + \frac{\alpha_o V_o^2}{2g} = \frac{P_1}{\rho g} + Z_1 + \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} + \Delta h$$

$$\frac{P_o}{\rho * g} = h_o$$

Δh son las pérdidas hidráulicas por longitud y complementos en la tubería de presión:

$$8. \quad h_o + Z_o = H_{est}$$

Para definir la altura piezométrica:

$$\frac{P_1}{\rho g} :$$

$$\frac{P_1}{\rho g} = H_{est} - Z_1 + \frac{\alpha_o V_o^2}{2g} - \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} - \Delta h$$

La energía específica del agua ya turbinada (2-2) de la figura 9 es igual a:

$$9. \quad e_{sal} = e_2 = \frac{\alpha_n V_2^2}{2g}$$

Siendo así la caída bruta del rodete H , correspondiente a la oposición entre la caída bruta del rodete y las pérdidas hidráulicas por longitud y auxiliares en los caños de presión corresponde a:

$$10. \quad H = H_B - \Delta h = H_{est} + \frac{\alpha_0 V_0^2}{2g} - \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} - \Delta h$$

Esa altura se indica como caída neta del rodete y H_B equivale a:

$$11. \quad H_B = H_{est} + \frac{\alpha_0 V_0^2}{2g} - \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g}$$

De la ecuación (11) H_B , la oposición entre las velocidades es mínima o despreciable y la caída neta del rodete queda así:

$$12. \quad H = H_{est} - \Delta h$$

Esta ecuación es utilizada para decidir la caída neta de un rodete. Por la apariencia de su construcción los rodetes Pelton son los que tienen el mejor rendimiento entre el conjunto de los rodetes hidráulicos.

1.5 Turbina y la prueba de líquidos penetrantes

Líquidos penetrantes. ASTM (2009) indica que “se aplican para detectar e identificar fisuras en la superficie de metales, cerámicos, vidrio, polímeros” (pág. 85).

Se mira en la imagen 10 el rodete tipo Pelton de Jurún Marinalá, para detectar anomalías se analiza con líquidos penetrantes de esta manera:

- Se prueban los cangilones del rodete uno por uno.
- La superficie es recubierta por una mezcla coloreada o fluorescente.
- El exceso de solución se elimina del área y se emplea un revelador. Este actúa como un secante, destacando las imperfecciones superficiales, ya sea por el espectro de vivos colores como después de aplicar luz ultravioleta, verificando su estado.

Figura 10. **Turbinas Pelton**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 10 se muestran dos rodetes tipo Pelton de 20 cangilones, los cuales están en preparación para realizarles pruebas de líquidos penetrantes, es importante aclarar que estas pruebas se pueden efectuar también con el rodete montado en su base, solo se necesita desmontar la calota o tapadera

que la cubre y parar la unidad cerrando el fluido de agua por medio del obturador esférico.

Actualmente en las hidroeléctricas se les denomina motores hidráulicos y tienen diferencias de construcción según su propósito, en correlación a la altura y caudal de los saltos de agua y a la celeridad de giro.

1.6 Definición de mantenimiento

Moubray (2008) indica que es “asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo que sus usuarios quieren que haga” (p. 32). El mantenimiento se basa en aplicar procedimientos de Exámenes No Destructivos (END) y medir un material sin afectar sus condiciones químicas, físicas o sus dimensiones. Fuentes (2009) indica que “los END, son una secuencia de exámenes cuya intención es entender o evaluar la condición de los materiales; soldaduras, estructuras, equipos, aviones, sin afectar las cualidades y funcionalidad de los materiales examinados” (p. 36).

Desde sus orígenes el mantenimiento ha tenido desacuerdos. Améndola (2008) indica que. “tradicionalmente el mantenimiento poseía variadas características” (p. 2008). Entre otras están:

- Recomendaciones de los vendedores
- Experiencias prácticas previas.
- Utilización de recientes tecnologías solo por el hecho de que son modernas.
- Definido por análisis de experiencia.
- No existían evaluaciones documentadas claras.

Para poseer la visión más clara del avance de la fiabilidad de las operaciones/equipos, es necesario contestar las siguientes interrogantes: ¿qué es el mantenimiento?

Tabla I. **Mantenimiento**

Antes	Después de aplicar el mantenimiento predictivo
Es para proteger el activo físico.	Es para proteger la “función” de los activos.
El mantenimiento habitual es para prevenir fallas.	El mantenimiento habitual es para evitar, reducir o eliminar las consecuencias de las fallas.
El objetivo primero de la función mantenimiento es optimizar la disponibilidad de la planta al mínimo valor.	El mantenimiento afecta en todo al negocio; riesgo, seguridad, condición ambiental, eficiencia energética, calidad del producto y servicio al cliente. No solo la disponibilidad y los costos.

Fuente: Améndola, L. (2008). *Modelos mixtos de confiabilidad*.

En la tabla I se muestra el antes y ahora del mantenimiento, teniendo una notable diferencia en la interpretación.

En la Planta Jurún Marinalá se utiliza un modelo de manutención preventivo, se ha venido trabajando desde hace algún tiempo y no ha sufrido modificaciones sustanciales que tiendan hacia la mejora continua. Améndola (2008) indica que: “¿quién y cómo se deben formular los programas de mantenimiento?” (p. 59).

Tabla II **Formular los programas de mantenimiento**

Antes	Después de aplicar el mantenimiento predictivo
Los trabajos de manutención deben ser planificados por los gerentes y los proyectos deben ser fomentados por expertos cualificados, asalariados o asesores del exterior.	Las actividades de manutención serán planificadas por los individuos inmediatos involucrados con los equipos. El papel gerencial es dar las herramientas.
El equipo de manutención puede desarrollar un excelente y sólido esquema de manutención.	Un efectivo programa de mantenimiento, exclusivamente puede ser próspero por el grupo de manutención y beneficiarios laborando unidos.
Los fabricantes de equipos son los que deben recomendar un plan de mantenimiento a niveles activos.	Los productores de equipos pueden sugerir un importante pero limitado encargo en el progreso de un programa de mantenimiento para recientes equipos.
Es posible descubrir una rápida satisfacción al conjunto de problemas de manutención.	Las dudas acerca de manutención son resueltos en dos fases: permuta de la manera de pensar de los usuarios y lograr que apliquen sus nuevos conceptos técnicos y de procesos, un progreso a la vez.
Políticas de índole de manutención pueden extenderse para casi todos los activos físicos.	Políticas de naturaleza de manutención pueden extenderse solo para aquellas clases de equipos cuyo

	contexto operacional, funciones y modelos de desempeño deseado sean iguales.
Data completa sobre rata (porcentaje) de fallos debe estar disponible para posibilitar el desarrollo de un programa de manutención exitoso.	Las resoluciones sobre gerencia de los equipos y su fallo casi siempre deberán ser hechas con una inadecuada data sobre ratas de fallo
Existen tres tipos básicos de mantenimiento: predictivo, preventivo y correctivo.	Existen cuatro tipos básicos de mantenimiento: predictivo, preventivo, correctivo e investigativo

Fuente: Améndola, L. (2008). *Modelos mixtos de confiabilidad*.

Se interpreta de la tabla II que son las personas que trabajan directamente en las máquinas las que deben planificar o hacer el plan de mantenimiento.

Tabla III **Mejorar la confiabilidad de un equipo**

Antes	Después de aplicar el mantenimiento predictivo
Muchos de los activos aumentan su posibilidad de error en la medida que	La posibilidad de errores de la mayoría de los activos no se amplía

envejecen.	en relación de su vejez.
Si los dos son técnicamente posibles y convenientes, el mantenimiento mayor será más económico (barato) y seguro que el predictivo.	Si los dos son técnicamente posibles y convenientes, la manutención predictiva será más económica y segura que el mantenimiento mayor a lo amplio de la vida del activo.
La forma más rápida y segura de mejorar la utilización de un activo de baja confiabilidad es actualizar el diseño.	Usualmente es mejorando la manera como es trabajado y mantenido, antes de modificar el diseño.

Fuente: Améndola, L. (2008). *Modelos mixtos de confiabilidad*.

En la tabla III se dan varias recomendaciones con el objetivo de mejorar la confianza de los activos.

Tabla IV Considerar los accidentes por fallas múltiples

Antes	Después de aplicar el mantenimiento predictivo
Los incidentes serios o detalles calamitosos que involucren fallas	Por lo general, en su gran mayoría las fallas múltiples son una variable

múltiples son usualmente cosas de la mala suerte o “actos de Dios” y esto los hace no administrativos.	manejable, especialmente en protección.
--	---

Fuente: Améndola, L. (2008). *Modelos mixtos de confiabilidad*.

La tabla IV indica que las protecciones eléctricas son una variable manejable que bien calibrada garantiza protección de los grupos. Una dirección de mantenimiento exitosa debe ser proyectada por el ingeniero de mantenimiento, los técnicos y personas inmediatas a los ítems.

El rol que debe jugar la jefatura de planta es proveer lo medios económicos y administrativos para la transacción de equipos e insumos en la etapa adecuada. Así mismo se estima que la manutención precautoria mayor es más asequible y segura que la manutención predictiva.

Sin embargo, el mantenimiento predictivo sale más caro al inicio, por la obtención de los dispositivos, sensores, actuadores, transductores, el equipo para el monitoreo de condición y la formación técnica del personal que tendrá a su cargo la supervisión de los ítems.

Sin embargo, a la larga su implementación resulta más segura y confiable para cuidar el destino de los activos.

Una política de mantenimiento exitosa debe ser proyectada por el ingeniero de mantenimiento, los técnicos y personas relacionadas a los ítems. El rol que debe jugar la jefatura de planta es proveer lo medios económicos y administrativos para la compra de equipos e insumos en el período adecuado.

Así mismo se cree que la conservación preventiva mayor es más barata y segura que la conservación predictiva, sin embargo, el mantenimiento predictivo sale más caro al inicio, requerido por la compra de los dispositivos, sensores, actuadores, transductores, o sea, el equipo para el monitoreo de condición y la formación técnica del personal que tendrá a su cargo la supervisión de los ítems, pero a la larga su implementación resulta más objetiva y confiable para cuidar la actividad de los activos.

1.7 Análisis de la gestión de equipos, índices

El mantenimiento de clase mundial normalmente utiliza seis índices de desempeño. Tavares (2008) afirma: “dos son definidos para estudiar los costos (a y b) y cuatro (c, d, e y f) para los equipos” (p. 45). Estos indicadores facilitan la valoración de tareas de manutención y permiten tomar acciones pertinentes para realizar informes objetivos y específicos para cada grado de acción.

Costo de mantenimiento por facturación. Es la proporción entre el importe entero de la conservación y el registro de la empresa en el período estimado:

$$13. \quad C_{mft} = \frac{C_{tmn}}{F_{tep}} \times 100$$

En donde:

C_{mft} = importe de manutención por facturación

C_{tmn} = valor entero de manutención

F_{tep} = facturación de la empresa en el tiempo estimado

Los apuntes del numerador y denominador deben pedirse al departamento de contabilidad de la empresa.

Costo de mantenimiento por valor de reposición

$$14. \text{ } Cmrp = \frac{Ctmn}{Vlrp} \times 100$$

En donde:

CMRP = valor de manutención por el importe de restitución.

CTMN = valor entero acumulado en la manutención de un definido equipo.

VLRP = costo de compra de ese mismo equipo nuevo (valor de reposición).

La ecuación del valor de manutención por valor de reposición se empleará para los equipos significativos del tren de maquinaria y que afecta la facturación, la clase del producto o servicio, la seguridad o al medio ambiente.

Es un índice personalizado para cada equipo y utiliza valores acumulados siendo su procesamiento más lento que los otros.

Tiempo medio entre fallas

Este se comprende como la sumatoria de horas de marcha de los conjuntos en la etapa dividido entre la porción de fallas en ese conjunto:

$$15. \text{ } TMEF = \frac{NOIT \cdot HROP}{\Sigma NTMC}$$

Donde:

TMEF = tiempo medio entre fallas

NOIT = número de ítems

HROP = horas de operación del ítem

NTMC = número total de fallas

Se usa para equipos que son reconstruidos luego de que acontece una falla. Es el tiempo medio que un equipo o grupos de equipos pueden trabajar sin parar, sin fallas, y corresponde a un período definitivo.

Tiempo medio para reparación

Es el tiempo medio que se utiliza al efectuar un trabajo o mantenimiento de equipo luego de que se presentó una falla, en un correctivo, en un período determinado.

$$16. \quad TMPR = \frac{\Sigma HTMC}{NTMC}$$

En donde:

TMPR = tiempo medio para reparar

HTMC = horas totales de mantenimiento correctivo

NTMC = número total de fallas

Se utiliza cuando el período empleado en una reconstrucción es significativo en relación al período de operación. Luego de despejar este índice se podrá estudiar los tiempos empleados para reparar y los recursos de las instalaciones.

Tiempo medio para la falla

Mide el promedio que el equipo es apto de trabajar a plena capacidad sin detenerse en un período considerado:

$$17. \quad TMPF = \frac{\Sigma HROP}{NTMC}$$

Este índice se utiliza para equipos que son sustituidos después de la ocurrencia de una falla.

Costo por disponibilidad

La utilización de equipo, es decir, el vínculo, entre la diferencia del número de horas del tiempo requerido (horas calendario) con el número de horas de intervención del equipo por los técnicos de mantenimiento (mantenimiento preventivo por tiempo o por estado, manutención correctiva y otros servicios). Para cada ítem visto y la sumatoria de horas de la etapa considerada se aplica la siguiente fórmula:

$$18. \quad Disp = \frac{\Sigma(HCAL - HTMN)}{\Sigma HCAL} \times 100$$

Este cálculo para el equipo definido indica el porcentaje del tiempo en que se terminó la manutención y el ítem ya está disponible para entrar a funcionar. Otra forma de calcular el registro de disponibilidad o desempeño de equipos para ítems de operación eventual es la siguiente fórmula:

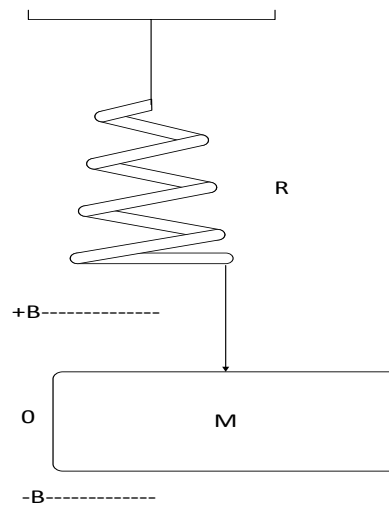
$$19. \quad Disp = \frac{\Sigma HROP}{\Sigma(HROP - HTMN)} \times 100$$

1.8 Vibraciones mecánicas

Mc Lean (2008) afirma que se le llama vibración mecánica “al movimiento que se repite en un intervalo de tiempo definido” (p. 138). La condición principal de las oscilaciones son las ondas sinusoidales (la onda se explica como una manera de llevar o transportar energía desde una posición física determinada a

otro punto, teniendo en consideración el ámbito en que se difunde, la fuente impulsora y su longitud). En la imagen 1 se observa una masa-resorte colgada de un muelle

Figura 11. **Masa-resorte**

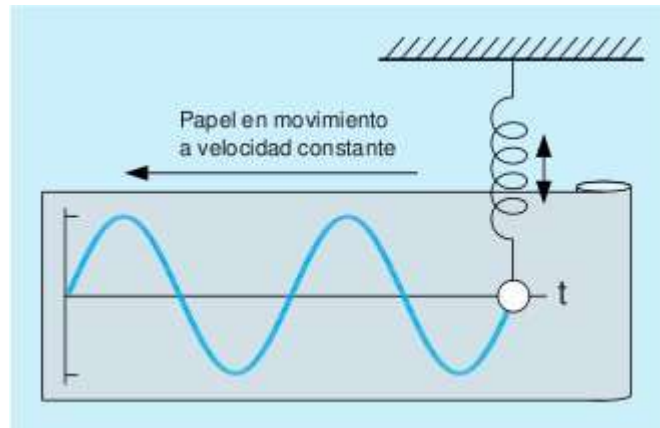


Fuente: elaboración propia.

Si el cuerpo (M) es liberado desde una distancia como $+B$ hacia $-B$ tendrá lugar un movimiento acorde simple y tendrá una extensión desde $+B$ a $-B$.

Bajo esas condiciones a la masa (M) se le pone un lápiz y un papel en su pieza inferior, de tal forma que indique su posición, y si el papel se desplaza a velocidad constante se marcará una onda sinusoidal como se distingue en la figura 12.

Figura 12. **Onda oscilante**



Fuente: Onda. Recuperado de: <https://www.google.com.gt/search?q=tipos>

Lo cual resulta en que una fuerza oscilante, por ejemplo, un desbalanceo, excite al volumen, este se moverá en dirección arriba y en dirección abajo sobre su posición neutra (0) de la figura 12.

El tiempo (t) que tarda la masa (M) en bajar y subir es una fase de oscilación (regularmente se le mide en segundos o mili segundos) y su onda completa es un ciclo y el relacionado del período es la frecuencia que es medida en Hertz (Hz) o ciclos por segundo.

1.9 Grados, radianes

Los ángulos se determinan en grados. Tippens (2008) dice que: “un grado es una fracción de un círculo igual a 1/360 de una revolución completa. Por tanto, en 1 revolución hay 360°” (p. 59).

Así como en electrotecnia se utiliza un triángulo para despejar valores eléctricos, para hallar el vínculo entre tiempo y frecuencia se emplea el triángulo de la figura 5. Basta con cubrir el valor a encontrar y la operación se debe trabajar con los números que quedan. SKF (2011) indica que: “Las fórmulas

para la frecuencia y el tiempo se definen de varias formas” (p. 45), de esta manera:

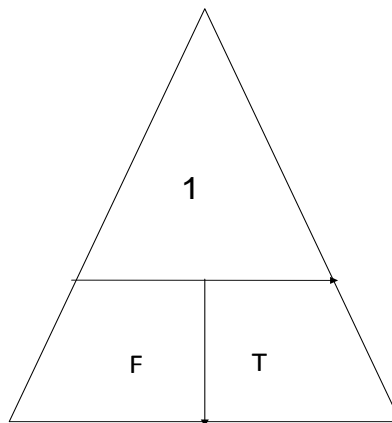
$$F = 1 \div T$$

$$T = 1 \div F$$

$$FT = 1$$

Siendo útil construir un triángulo

Figura 13 Triángulo de cálculo



Fuente: SKF. (2011). *Análisis de vibraciones*.

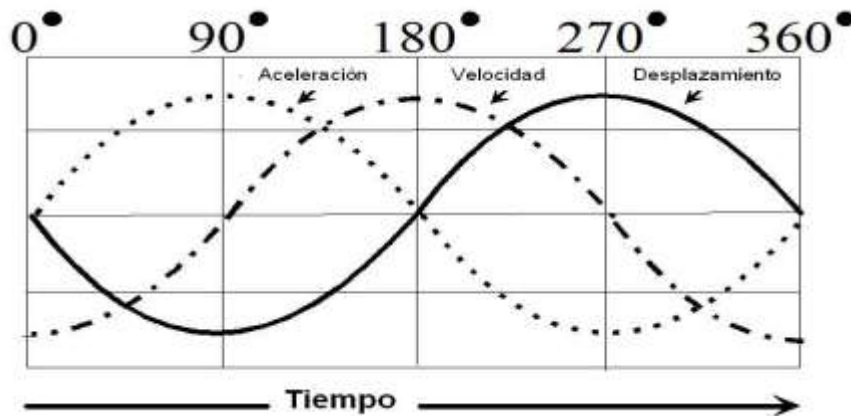
La figura 13 muestra el triángulo de cálculo para asociar la vinculación entre tiempo y frecuencia. Por ejemplo, se cubre la F y queda:

$$F = \frac{1}{T}$$

1.10 Fases

Las fases son una magnitud de la resta del tiempo entre dos ondas sinusoidales y se estiman en intervalos de ángulos, grados o radianes.

Figura 14. Fases



Fuente: Fases. Recuperado de:

<https://www.google.com.gt/search?q=tipos+de+vibraciones+mecanicas+fases>

La figura 14 muestra la oposición de fases en un sistema polinomial.

La desigualdad de fase dentro de dos formas de ondas es el desfase o desplazamiento de fase que ocurre cuando la aceleración está desfasada de la velocidad y la velocidad está desfasada de desplazamiento.

Utilizando las cifras de la figura 6 partiendo de 0° hasta 360° . Entre las tres fases, aceleración, velocidad y desplazamiento ocurre una desigualdad de 120° en el tiempo, ya que mientras el tiempo de aceleración inicia de cero en dirección positiva el tiempo de desplazamiento inicia de cero, pero en sentido negativo, y el tiempo de velocidad inicia con valores negativos mientras el tiempo de aceleración inicia de cero en sentido positivo. Así mismo, cuando la fase de aceleración llega a su máximo positivo a 90° el tiempo de desplazamiento llega a su máximo negativo a 90° , mientras el tiempo de velocidad está empezando su ascenso positivo. Estos fenómenos se denominan avance de fase y retraso de fase y es la desigualdad de tiempo entre las ondas sinusoidales.

1.11 Frecuencia fundamental

Es llamada componente fundamental, se relaciona a la celeridad de ejecución y a los derivados de esta se les trata como armónicos. La frecuencia fundamental es la ondulación simple de frecuencia más baja, entre las que forma una ondulación compleja periódica.

Los armónicos tendrán una reiteración más elevada que la componente fundamental porque son derivados de la fundamental, así la celeridad de operación es 1X. Multiplicando la 1X por la cifra de orden del armónico se consigue la frecuencia de ese armónico:

$$20. \quad Fa = Ff \times Na$$

Donde:

Fa = frecuencia del armónico

Ff = frecuencia fundamental o primer armónico

Na = número de armónico

Si la celeridad de giro o fundamental es de 100 Hz, entonces:

armónico 2 (2X) = 100 X 2 = 200 Hz

armónico 3 (3X) = 100 X 3 = 300 Hz

armónico 5 (5X) = 100 X 5 = 500 Hz

La vibración a la celeridad de giro es 1X, que es la frecuencia fundamental; 2X, la celeridad de giro por 2 veces la fundamental, 5X, la

celeridad de giro por 5 veces la fundamental. Varias ondas simples distintas se superponen porque concurren en el tiempo y en el espacio. La ondulación vibrante compleja periódica es la amplitud y la frecuencia.

1.12 Descargas parciales

Una descarga parcial es considerada. López (2009) afirma que “ruptura dieléctrica que se localiza regularmente entre las ranuras de los embobinados y produce pequeñas erosiones en los aislamientos de los devanados, llegando en sus inicios a producir pequeños arcos muy insignificantes a lo interno del embobinado” (p. 69). De no atenderse a tiempo produce daños irreparables.

1.13 Generador de potencia, datos técnicos

Es una máquina sincrónica, trifásica con eje horizontal. Brown (1969) afirma que: “la rueda Pelton está directamente acoplada en el lado de accionamiento y en el lado contrario se encuentran acopladas las excitatrices, por medio de un acoplamiento elástico” (p. 45).

Sobre las turbinas Ramires J. (2008) indica que: “en los grupos por turbinas Pelton, con disposición de eje horizontal, el rodete se monta corrientemente en la extremidad del árbol del generador”. (p. 79). En efecto, el generador de la Planta Jurún Marinalá está montado de esa manera, de forma horizontal y diseñado para su acoplamiento con turbinas Pelton de mediana potencia (en este caso de 20 megavatios). Es un generador sincrónico trifásico tipo W250/12, con eje horizontal.

Los dos cojinetes (chumaceras) que están instalados a cada lado del generador están dimensionados para que puedan soportar las fuerzas

provenientes desde el rotor, la rueda (rodete) Pelton y la fuerza del fluido de agua.

La celeridad de embalamiento del generador es de 1130 revoluciones por minuto. El regulador por fuerza centrífuga está graduado para desconectar la máquina a 720 revoluciones por minuto, el equivalente de 120% del voltaje nominal.

La refrigeración se efectúa en contorno cerrado y con dos ventiladores axiales emplazados en el aro del rotor. Estos ventiladores hacen circular el aire en las zonas del generador.

Tabla V Datos del generador trifásico síncrono

Potencia nominal continua	25,000 kva
Potencia máxima por 60 minutos	27,500 kva
Potencia máxima para 10 minutos	30,000 kva
Tensión nominal	13,800 \pm 5 -10 %
Coseno (fi)	0.8
Frecuencia	60 ciclos
No. de revoluciones por minuto	600
Velocidad de embalamiento	1130 revoluciones por minuto durante 5 minutos
Clase de aislación estator/rotor	B – ASA C.50
Amperios	1046
Sentido de giro	Contra las agujas del reloj
Fabricado y aprobado de acuerdo a	ASA, ASTM, VDE, DW y de acuerdo a definiciones de la licitación técnica.

Fuente: elaboración propia.

En el cuadro V se muestran los apuntes de placa del generador de potencia de Jurún Marinalá. El generador fue aprobado por los Laboratorios de Mannheim-Käfertal, de Alemania Occidental, e instalado en 1969.

El generador es accionado por Turbinas Pelton, de Vevey, Suiza, para trabajar con un declive de fluido de 600 metros, la proporción de agua para generar energía eléctrica debe ser de 3880 litros por segundo. La protección eléctrica del generador consiste en:

- Protección sobre corriente
- Protección diferencial
- Protección de corto circuito a tierra
- Protección de tierra
- Protección rotórica
- Protección de sobrecarga
- Protección de sobretensión
- Protección de potencia inversa

Los detalles constructivos consisten en las partes del rotor:

1. Núcleo inducido del rotor y polos inductores.
2. Órganos sustentadores del núcleo magnético al rotor (bandajes, bridas de sujeción, cuñas de sujeción de los polos inductores, entre otros).
3. Órganos conductores de la corriente de excitación, es decir, las bobinas de los polos inductores y su aislamiento.
4. Sujeción de las bobinas de los polos inductores a estos, con cintas o bandajes y bridas de sujeción.

5. Anillos colectores con sus escobillas que recogen la corriente de excitación procedente de la excitatriz y la conducen a los embobinados de los polos inductores.
6. Canales de ventilación dispuestos longitudinalmente sobre el núcleo inducido.
7. Eje común para el generador y la excitatriz (actualmente en la hidroeléctrica Jurún Marinalá ya no se usa la excitatriz acoplada a la punta del generador).
8. Núcleo inducido del estator.
9. Órgano de soporte del núcleo inducido del estator (carcasa).

1.14 Máquina motriz y generador de energía eléctrica

La máquina motriz es el medio utilizado para la producción de energía mecánica que luego será cambiada en energía eléctrica por medio de los generadores de potencia eléctrica. Estos medios de generación de energía en las centrales eléctricas son elementos críticos por su desempeño, valor económico y tiempo de construcción.

Por eso se deben monitorear constantemente para evitar fallas catastróficas por pérdida de generación. Stephen (2012) indica que: “se denominan motores hidráulicos a los que utilizan la energía cinética producida por el movimiento del agua al moverse entre dos alturas diferentes” (p. 147). Son los que utilizan la energía cinética del agua al caer desde una altura elevada a otra cota más baja.

En efecto, la llamada rueda hidráulica es un elemento antiguo que tiene varias palas o álabes que están formadas en diseño de rueda, cuando el agua choca contra los álabes estos impulsados causan movimiento a la rueda o

turbina. Alonzo (2009) afirma que: “la palabra turbina viene de la voz latina turbo-inem que significa rotación o giro de cualquier cosa” (p. 239). En las centrales eléctricas se les denominan turbinas hidráulicas y tienen diferencias de construcción según su propósito, debido a la altura y caudal de la caída de agua y a la celeridad de giro.

1.15 Turbinas hidráulicas más empleadas actualmente

En Guatemala se usan diferentes turbinas dependiendo de condiciones geográficas o caudal. Ramirez (2008) afirma que “las turbinas de acción se emplean para caídas de agua de pequeño caudal y gran altura de caída; las turbinas de reacción se utilizan para caídas y caudales medios y para caídas de gran caudal y poca altura” (p. 97)

Tabla VI **Turbinas hidráulicas**

Turbina hidráulica	Turbina de acción	Turbina Pelton	Radial
Turbina hidráulica	Turbina de reacción	Turbina Francis	Radial-axial
Turbina hidráulica	Turbina de reacción	Turbina Hélice	Axial
Turbina hidráulica	Turbina de reacción	Turbina Kaplan	Axial

Fuente: elaboración propia.

En la tabla VI se muestran las diferentes turbinas hidráulicas empleadas en el desarrollo de generación de energía eléctrica. La vibración compuesta es la suma de varias vibraciones simples. Las marcas de vibración que presenta el generador de potencia son señales compuestas y señales complejas.

Todo generador tiene su respectiva vibración definida por los parámetros de su construcción, es una vibración inherente a los elementos que la componen, son las tolerancias vibratorias que el constructor definió en la ocasión de su construcción. Resnick (2008) indica que: “si una fracción que tiene desplazamiento repetitivo se mueve alternativamente en una dirección y en otra siguiendo la misma trayectoria, a su movimiento lo denominamos oscilatorio o vibratorio” (p. 69)

1.16 Vibraciones mecánicas en el generador

El estudio de las vibraciones se vincula con la tendencia del vaivén de los elementos y a las fuerzas relacionadas con ellos. Thompson (2009) afirma: “todos los cuerpos que poseen volumen y elasticidad son aptos para vibrar. Los métodos de vaivén pueden ordenarse como lineales y no lineales” (p. 123).

En efecto, las vibraciones se producen porque actúan fuerzas externas o internas que las impulsan, es una fuente que excita a la masa.

En la Hidroeléctrica Jurún Marinalá la vibración puede ser causada, además, por un elemento contiguo o cercano al espécimen bajo estudio. La vibración puede ser originada por ejemplo por el desperfecto de las chumaceras designadas como A y B del generador o por averías de alguno de los motores dos de AC. y dos de DC., trabajando en sistema redundante. Estos se utilizan adelante y atrás del eje del generador para mantener el flujo de aceite a las chumaceras o por otro dispositivo que esté instalado en el extremo del generador como el disco rotativo que mide las revoluciones por minuto.

También debido al desbalanceo de la turbina, ya que esta va acoplada por un eje al generador o de desperfectos en su cimentación. Todas las condiciones arriba descritas producen su propio patrón de frecuencias.

1.17 Limpieza a los devanados del generador

El manual del mantenimiento dice que las partes accesibles del arrollamiento del estator deben ser limpiadas en seco aproximadamente una vez al año. Brown (1969) afirma: “para esta limpieza no debe emplearse aire comprimido, ya que con el aire comprimido todo el polvo y la suciedad entrarían dentro de la máquina” (p 89).

En la figura 15 se contempla que a pesar de esta recomendación indicada por el fabricante en Jurún Marinalá se emplea un líquido llamado dieltron con aire comprimido para limpiar los arrollamientos del generador.

Figura 15. Limpieza de devanados del generador con dieltron



Fuente: elaboración propia.

1.18 Descargas parciales

Las descargas parciales (dp) son pequeñas chispas que pueden presentarse en el aislamiento eléctrico de la conexión, son descargas eléctricas que se crean en los intersticios del aislamiento, en aparición de voltajes de magnitud suficiente para perforar el elemento dieléctrico, aire o gas.

Estos eventos se dan en tiempos cortos, de 2 a 5 nanosegundos. Esto ocurre ya que pequeñas o microscópicas bolsas de gas estallan dentro de los intersticios o ranuras de los estatores, ocasionando incipientes fallas en los embobinados. Se muestran en la tabla VII valores de tensión de pruebas de devanados, son útiles para determinar el estado del aislamiento de las bobinas del generador de potencia y los campos.

Tabla VII **Norma IEEE 43-2000**

Tensión nominal del motor o generador en voltios	Tensión continua de ensayo de resistencia de aislación en voltios
< 100	500
1000-2500	500-1000
2501-5000	1000-2500
5001-12000	2500-5000
>12000	5000-10000

Fuente: *Normas*. Recuperado de: <http://www.elistas.net/cgi-bin/eGruposDMime.8/2000>

En la tabla VII se determina el voltaje continuo de ensayo sugerido por la IEEE 43-2000, muestra los valores sugeridos para efectuar ensayos a los estatores de motores y generadores eléctricos. La norma sugiere voltajes de

ensayo superiores a los advertidos porque a mayor tensión es más fácil detectar probables fallas.

1.19 Valores de resistencia de aislación

En el cuadro 4 se resume cómo explicar la trascendencia de oposición de aislamiento e IP. De esta tabla se deduce que:

1. Si R1 es inferior al mínimo, no debe someterse al embobinado a ninguna prueba de alto voltaje o restaurarlo al servicio porque la posibilidad de deficiencia es alta. Salvo que según historial de pruebas estos valores hayan sido sus constantes.
2. El mínimo aceptable para R1 es mucho menor para estatores antiguos que para los nuevos y obedece a la clase de tensión.
3. Si la resistencia de aislamiento o IP están abajo del mínimo en un estator moderno indican que existe contaminación o humedad excesiva.
4. Si se localiza un alto IP a un estator antiguo está la posibilidad de que la aislación haya tenido un deterioro térmico. Esto ocurre porque el deterioro térmico varía fundamentalmente la naturaleza de la aislación y por ende su corriente de absorción.

Tabla VIII Resistencia de aislamiento de devanados

Resistencia de aislación mínima	Máquina bajo ensayo
$R1 \text{ min} = K_v + 1$	La mayoría de bobinados fabricados antes de 1970, bobinados de campo y otros no descritos.
$R1 \text{ min} = 100$	Para bobinados fabricados posteriormente a 1970.
$R1 \text{ min} = 5$	Para bobinados con tensión nominal inferior a 1Kv.

Fuente: *Resistencias*. Recuperado <http://www.elistas.net/cgi-bin/eGruposDMime.cgi?k9D8/08>

En la tabla VIII se miran los valores mínimos sugeridos para la resistencia de aislamiento a 40° C (valores en Mohm) e índice de polarización IP.

1. La resistencia de aislamiento a 1 minuto es la mínima indicada, en Mohm, a 40°C, probando el embobinado completo del generador.
2. Kv es el voltaje de línea nominal de la máquina en Kv eficaces.

Tabla IX Tipos de aislamiento

Tipo de aislamiento	IP mínimo
Clase A	1.5
Clase B	2.0
Clase F	2.0
Clase H	2.0

Fuente: *Resistencias*. Recuperado <http://www.elistas.net/cgi-bin/eGruposDMime.cgi?k9D9k9L8>

En la tabla IX se miran distintas clases de aislamiento y el índice de polaridad mínimo.

2. PRESENTACION DE RESULTADOS

2.1 Diseño de plan de mantenimiento predictivo a generador

Hacia 1970 fue puesta en funcionamiento la Central Jurún Marinalá, la empresa que proporcionó el generador y equipo fue la Brown Boveri & Cie. Aktiengesellschaft Mannheim (BBC) de Suiza. Proveyó además de un manual que describe las características técnicas y el mantenimiento del generador, con fecha 30/11/1967, documento GME5138048. En dicho documento se le presta mucha atención a la manutención correctiva con recambio de piezas, estaba en curso, todavía, entrar a la etapa de la conservación preventiva planificada.

No se localizó documentos con un control estadístico basado en formatos o historial del mantenimiento con registro de sus observaciones técnicas y exámenes realizados al generador, es decir, no hay una inspección histórica del mantenimiento.

Aunque no hay una fecha exacta de la administración del mantenimiento preventivo, existen documentos del año 1998 en adelante que revelan que se hacía una planificación anual para darle mantenimiento mayor al generador de potencia.

Este mantenimiento se realizaba entre los meses de marzo y abril de cada año, aprovechando la época no lluviosa en el país, para no perder generación o tirar agua al mar, porque el embalse no llegaba a la cota establecida, por el descenso de la precipitación pluvial en el área Guatemala-Amatitlán-Palín.

El mantenimiento preventivo que se realiza en la Hidroeléctrica Jurún Marinalá ocasiona que se tenga que parar durante 15 días la producción de energía eléctrica, condición que ocasiona pérdidas económicas y de confiabilidad.

Desde que entró a funcionar esta central en 1970 no se tienen registros que indiquen que se hayan realizado pruebas o análisis de oscilaciones mecánicas y de descargas parciales, requisito que es necesario realizarle para conservar óptimas condiciones de funcionamiento, por eso es necesaria la implementación de la técnica.

2.2. Identificar el estado del aislamiento de los devanados

Para identificar el estado del aislamiento por medio de las descargas parciales se presentan los resultados de la observación directa, por lo cual se hace necesario comprender la clase de aislamiento y el material que recubre sus bobinas. Consultando el manual del fabricante se encontró que es de clase F y está recubierto por resinas epóxicas y emplea la técnica Micadur.

Desde hace muchísimos años se ha investigado acerca del envejecimiento de las bobinas en los generadores. Suichi (2006) afirma: “la naturaleza de los aislamientos de la clase F a base de mica y resinas epóxicas, reveló que el voltaje residual de ruptura del aislamiento de las bobinas, decrece en forma abrupta después de aproximadamente 15 años de operación” (p.78). Es decir que se deteriora el aislamiento causado por la interacción de las descargas parciales y a los esfuerzos térmicos y mecánicos debido a las continuas acciones de paro y arranque, así como a las variaciones de carga y a la vibración electromagnética, entre otras causas. Generation (2008) afirma: “el

deterioro del generador se acelera con cada arranque y parada y equivale a una merma de 10 horas del lapso de vida rentable de la máquina” (p. 34).

Los generadores de Jurún Marinalá son sometidos a diferentes esfuerzos requeridos por la programación que realiza el Mercado Mayorista, algunas veces tiene paro y arranque más de dos veces diarias y exigido por la solicitud de energía. Suben y bajan la energía activa y reactiva reiteradamente, diariamente, máxime a las horas pico. Los principales daños ocurren (70%) en el estator, principalmente en sus devanados. Cuatro factores contribuyen al desgaste del aislamiento:

- Esfuerzos térmicos
- Esfuerzos eléctricos
- Esfuerzos mecánicos
- Impactos del medio ambiente

Los esfuerzos térmicos están vinculados con las reacciones químicas y las transformaciones físicas de los componentes del aislamiento que están en vínculo con el cobre, y la atmósfera, por pequeño que sea el incremento térmico, llega a causar efectos considerables. El período de vida de un procedimiento de aislamiento se reduce en un 50% si la temperatura se incrementa en 10° Kelvin.

En otras palabras, las reacciones químicas, aparte de la formación interna de gases, causan que el aislamiento se vuelva reseco, quebradizo, con pérdida de elasticidad. Los ciclos térmicos producidos por las variaciones de carga aumentan los esfuerzos en la interfase conductor-aislación y dentro de la aislación misma, esto ocurre por las diferentes características de dilatación térmica que posee el cobre y los materiales aislantes, originándose una

separación de las diferentes capas del aislamiento y del conductor en correspondencia a la aislación (laminación del aislamiento).

Los esfuerzos eléctricos pasan cuando la degradación eléctrica ocurre por el espectro de campos eléctricos que intervienen sobre aislamiento durante largos períodos de tiempo. Generation (2008) indica que: “debido a factores de sobre excitación, en aparición de transitorios de sobre voltaje o en pérdidas bruscas de carga” (p. 79).

Los esfuerzos mecánicos son esfuerzos electromecánicos de compresión y vibración a que están sometidas las bobinas mientras trabaja el generador. Dependen del flujo magnético y de la potencia del generador. Rodríguez (2006) indica que: “por su constitución presentan el doble de la frecuencia del generador” (p. 112). Lo que quiere decir que esos movimientos y vibraciones repercuten en los cabezales de la bobina y van aflojando los conductores, así como perjuicios en las conexiones y el aislamiento, pero las vibraciones más peligrosas se descubren en el corte de la ranura.

Un medio ambiente agresivo incluye la exposición del aislamiento a gases corrosivos como el ozono, humedad, agentes químicos y polvo. Esas condiciones afectan la protección de los embobinados. Y debido a que no se monitorea constantemente los devanados del generador su seguridad operativa es muy limitada. Cabe decir que si la humedad llega al aislamiento causará una disminución de sus características dieléctricas y llegará a separar las capas del aislamiento a través de fuerzas capilares.

El polvo común y el polvo de carbón ingresan a los devanados llevados por el movimiento circular del eje que impulsa el aire de enfriamiento, depositando ese polvo en los devanados, polos y ductos de ventilación,

afectando la amplitud de traslado de calor y en consecuencia aumenta la temperatura en el generador. Cabe decir que la descarga parcial es un estado muy significativo en la degeneración del aislamiento.

Son microscópicas descargas parciales internas que se hallan en los huecos (llenos de aire), huecos o intersticios que quedaron en los devanados cuando se impregnó la resina, las cavidades con aire quedan sujetas a campos eléctricos que están en simetría a la constante dieléctrica del aislamiento sólido que lo circula.

La rigidez dieléctrica del aire es menor que la del sólido, lo que resulta en rompimientos del espacio de aire a voltajes inferiores a los requeridos para perforar el sólido. Las descargas internas producen ionización del aire, formando ozono, gas contaminante muy destructivo que ataca las superficies del aislamiento circundante.

Cuando se exteriorizan las descargas las propiedades químicas de la resina cambian, se alteran y llegan a producir líneas de falla para posteriormente causar perforación en el aislamiento. Lyles (2008) afirma que: “el flujo de corriente producido por la descarga es relativamente débil, por la alta resistencia dieléctrica que está en sucesión con las cavidades, pero como el deterioro progresa aparecen descargas en las cintas circundantes” (p. 59). Esto ocasiona que cambie químicamente la naturaleza de la resina, produciéndose una línea de falla, con reducción del grosor efectivo del aislamiento y su lógica perforación.

2.3 Descargas a la ranura

Son descargas que se presentan en los embobinados. Generation (2008) afirma: “ocurre entre el área del aislamiento del embobinado y el núcleo cuando

se muestran campos eléctricos en las paredes del aislamiento, en el cual se ha destruido o removido la pintura semiconductor de ranura” (pág. 89)

Según se ha citado, cuando el aislante de las ranuras se deteriora, porque está directamente en correlación con el núcleo laminado, se considera potencialmente con contacto a tierra. El resultado térmico debido a ese fenómeno provocará concentración de esfuerzos en esos puntos.

Las vibraciones mecánicas y las vibraciones magnéticas que normalmente son de doble frecuencia (120 Hertz) harán que finalmente el aislante se quiebre o deteriore con daños para la máquina. Inicialmente se podrá ver en las ranuras polvo amarillo o blanco para luego continuar con las descargas parciales o la aparición del efecto corona.

Con la máquina funcionando de manera continua y con el adelanto de los años ese aislamiento se degenera y pierde sus características de protección. Rodriguez (2006) afirma que: “los sistemas de aislamiento termoplásticos (mica en hojuelas, resina o barniz de goma laca, asfaltos) por ser más dúctiles, para voltajes nominales abajo de 7kv no requieren medidas para prevenir las descargas a la ranura” (p. 59). Las técnicas de aislamiento a base de resinas duras sí pueden dar lugar a descargas a la ranura debido al menor espesor del aislamiento.

En otras palabras, cuando la pintura semiconductor se ha destruido pondrá el área del aislamiento de las bobinas a un potencial cercano a tierra y reduce el campo eléctrico en cualquier espacio del aire a un valor inferior al de descarga.

Asimismo, el ozono que fabrican las descargas químicamente llega a degradar el aislamiento, específicamente entre las espiras o los hilos del

conductor. Cuando el generador tiene aislamiento del tipo termoplástico es apto para que ocurran descargas parciales y la interfase cobre aislamiento.

En cambio, el método de principios de resinas epóxicas está expuesto a descargas parciales a la hendidura y al daño del aislamiento.

En el generador bajo estudio, superficialmente se ha detectado algún grado de daño de la capa de pintura que recubre las bobinas (figura 19).

Figura 16. Bobinas recubiertas de pintura aislante roja



Fuente: elaboración propia.

En la figura 16 se observan algunas bobinas del generador con aislamiento averiado.

Se aprecia una vista general de los polos, bobinas e inducido del generador, la pintura roja indica los puntos recubiertos debido al deterioro que ha tenido la pintura semiconductora original.

Sobre los daños en la laminación López (2009) indica: “los aumentos de temperatura pueden deteriorar la aislación de la laminación del núcleo, con la subsecuente generación de cortocircuitos entre láminas y el brote de puntos calientes localizados” (p. 122).

La protección entre laminar se integra de chapas de hierro dulce, también llamado acero magnético, o fabricado con acero al silicio. El material debe poseer determinadas propiedades magnéticas, por ese motivo se aíslan las chapas unas de otras por los daños que por corrientes de Foucault sean mínimos.

Al subir la temperatura se deteriora la protección entre laminar y eso provoca cortocircuitos entre las láminas y puntos calientes, debido a la vibración que tendrán las láminas.

De la falla en el rotor Rodríguez (2006) afirma: “las fallas eléctricas en los rotores no son muy frecuentes, por los bajos voltajes con los que trabajan. Los esfuerzos térmicos y mecánicos son la primordial causa de su deterioro” (p. 126)

Los polos del rotor, las uniones interpolares y el embobinado de amortiguamiento son sujetos a esfuerzos de tipo mecánico debido a las fuerzas de rotación y a los esfuerzos térmicos por la circulación de corriente y el flujo magnético del generador. Rodríguez (2006) afirma: “existe una secuencia típica de faltas en el núcleo y una secuencia típica de faltas en aislamientos mica-epóxica” (p. 133).

Figura 17. **Generadores acoplados con turbina Pelton**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 17 se observan las tres unidades generadoras, acopladas con sus correspondientes turbinas.

2.4 Vibraciones mecánicas en el generador

El examen de las vibraciones se vincula con los desplazamientos de los balanceos de los partes y con las fuerzas relacionadas con ellos. Thompson (2009) afirma: “todos los cuerpos que poseen volumen y elasticidad son aptos para vibrar. Los métodos de balanceo pueden clasificarse como lineales y no lineales” (p. 99). Con relación a lo anterior, las vibraciones se producen porque actúan fuerzas externas o internas que las impulsan, es un poder que excita a

la masa, en Jurún Marinalá la vibración puede ser causada, además, por un elemento contiguo o cercano al espécimen bajo estudio.

2.5 Vibración compuesta, transformada rápida de Fourier

Dada la complejidad del rastreo de las vibraciones compuestas que están cargadas de mucha información y producen formas de ondulación con relación al tiempo muy difíciles de leer y comprender, se ha considerado que la mejor forma de analizarlas es utilizando la Transformada Rápida de Fourier (Fast Fourier Transform, FFT por sus siglas en inglés).

Se trata de una matriz matemática para la resolución en un papel de la duración de la frecuencia. Las vibraciones ocasionalmente son sinusoidales, es decir, de un solo componente, en general se componen de diferentes frecuencias superpuestas y la FFT brinda la solución a este comportamiento complejo de vibración.

Matemáticamente la Transformada Rápida de Fourier se expresa así:

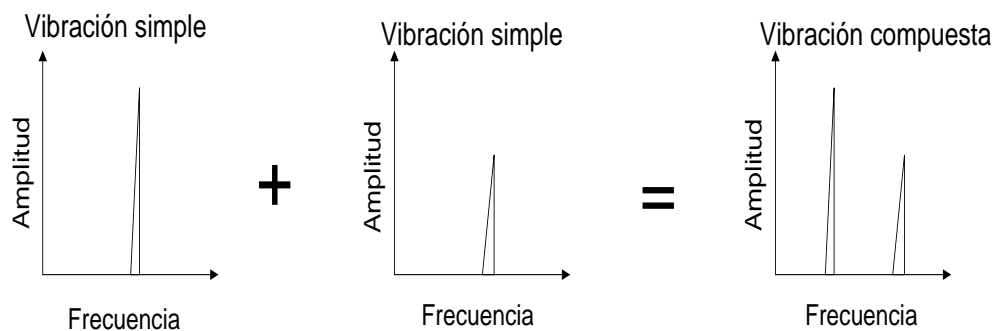
$$21. \quad X(t) = \int_{-\infty}^{\infty} X(F) e^{j2\pi Ft} dF$$

Con este modelo matemático se escribe la resolución en un papel del tiempo en dominio de la frecuencia.

Este algoritmo surgió requerido por lo difícil y complejo que resulta el obtener N componentes de frecuencia en N muestras en el tiempo, y substituyó con eficiencia el enunciado de la Transformada Discreta de Fourier DFT (por sus siglas en inglés).

La raíz para diagnosticar fallas o averías incipientes en las máquinas rotatorias se da con el estudio de la frecuencia o por mediciones espectrales en puntos declarados del espécimen bajo estudio. Por eso es necesario descomponer las huellas en el dominio del tiempo, regularmente captadas por dispositivos como, por ejemplo, sensores de movimiento, y luego proceder a asociar e interpretar los componentes dinámicos que intervienen sobre la máquina.

Figura 18. **Gráficas de vibración**



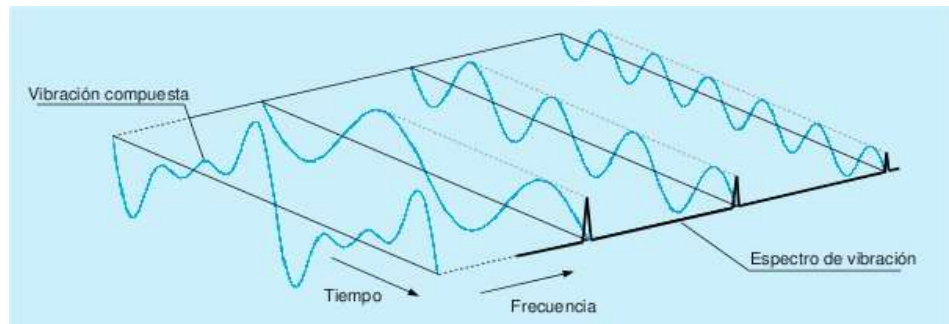
Fuente: *Vibración*. Recuperado de: <https://www.google.com/searchtbm=+de+la+vibración>,

En la figura 18 se observa cómo la suma de dos vibraciones simples facilita a una vibración compleja y su correspondiente espectro de vibración marcada con líneas negras, se comprende mejor la pauta de una máquina al analizar una a una las señales de vibración. Al analizar las señales en el terreno

de la frecuencia, luego de emplear la amplitud frente a la frecuencia da espacio al establecimiento de un espectro.

La FFT captura la huella de una máquina y calcula todas las huellas sinusoidales en el terreno del tiempo que abarca la señal compleja (ver figura 19), para mostrarlas de forma individual en una gráfica de espectro. Esto es posible analizarlo con la FFT, esta analiza complejos datos de tiempo por medio de sus componentes de frecuencia y amplitud.

Figura 19. **Onda vibratoria**



Fuente: *Ondas*. Recuperado de: <https://www.gimuaact=5#imgrc=c96PCVAW0WZ8pM>:

2.6 Generador de potencia

Una definición es: “un aparato ideado para transformar la fuerza mecánica en fuerza eléctrica” (Coyne, 2009, s/p).

Los generadores eléctricos se diferencian entre sí por la corriente que producen, las máquinas eléctricas rotativas conocidas como dínamos y los alternadores. Los dínamos generan corriente eléctrica continua, y el alternador corriente alterna, hay monofásicos y trifásicos, asíncronos y sincrónicos, de pequeña y gran potencia.

La máquina o generador no engendra energía eléctrica, lo que realiza es convertir fuerza mecánica en eléctrica y como convierte energía también puede ser, al contrario, convertir la fuerza eléctrica en fuerza mecánica.

El generador de potencia de Jurún Marinalá es sincrónico y trifásico. Stephen (2012) afirma: “los generadores síncronos son por definición síncronos, lo que quiere decir que la frecuencia eléctrica se produce y entrelaza o sincroniza con la tasa mecánica de giro del generador” (p.67). El rotor de un generador síncrono consta de un electroimán al que le suministra corriente directa. El campo magnético del rotor apunta en el sentido en que gira el rotor.

2.7 Velocidad del generador

Las velocidades nominales de los generadores síncronos son definidas por la velocidad de la máquina motriz y por la frecuencia, en relación del número de polos, en convenio a la siguiente expresión:

$$22. \quad n = \frac{60f}{p} \text{ rpm}$$

f = frecuencia en hz

p = número de pares de polos

Con datos de Jurún Marinalá, el generador tiene 12 polos:

$$n = \frac{60 \cdot 60}{6} = 600 \text{ rpm}$$

Ese resultado coincide con los números de placa del generador estator.

La parte magnéticamente activa del estator se arma de láminas de acero electromagnético segmentadas, aisladas en los costados, de alta calidad y de un grosor de 0.5mm. Los segmentos de las chapas van sujetos en el diámetro exterior con cuñas. En la parte interior hay ranuras abiertas para el arrollamiento del estator, que se cierran con cuñas especiales.

Los paquetes de chapa llevan entre sí pequeñas separaciones que permiten que la corriente de aire circule y saque de esta forma todo el calor que se desarrolla en el arrollamiento y en el estator. Los paquetes de chapa van separados por medio de hojas de presión, las que mantienen constante la distancia entre los paquetes.

Figura 20. Vista interna del generador



Fuente: elaboración propia.

En la figura 20, se observa la vista frontal del generador de potencia Jurún Marinalá.

El arrollamiento del estator se compone de 144 bobinas de doble piso que son aisladas en los extremos de la máquina.

La protección de las bobinas se realizó disponiendo del método de aislamiento conocido como Micadur, que se integra con elementos de mica, fibra de vidrio y resina sintética. El grosor del tejido está en concordancia con la tensión y a la figura geométrica de la bobina. Las bobinas son bañadas en resina sintética en una inmersión al vacío. Las cabezas de las bobinas están unidas con anillos metálicos forrados con tejido de vidrio y mica.

En Jurún Marinalá se realiza mantenimiento de limpieza a los cabezales de las bobinas con un desengrasante con aire comprimido, no purificado, es decir, podría llevar partículas de agua, según la Norma IEEE 43-2000. Esta se destina para analizar la Resistencia de Aislación (RA) e Índice de Polarización (IP) para máquinas rotativas nuevas y usadas. El IP es el ensayo que más se usa para diagnosticar los estatores de motores y generadores eléctricos.

La resistencia de impermeabilidad evalúa la resistencia de impermeabilización eléctrica entre los embobinados de cobre y el núcleo del estator, lo cual alcanza un valor finito, cuanto menor es el valor de la resistencia mayor va a ser la posibilidad de que tenga problemas.

Los dos métodos, el IP y el RA, se destinan para determinar problemas de contaminación en las bobinas y se pueden medir con similar instrumento.

El índice de polarización es una variante del examen de resistencia de impermeabilización. Un IP bajo indica que los embobinados están contaminados o sucios con aceite debido a alguna fuga o filtración del aceite que corre por los conductos apropiados para la lubricación de las chumaceras,

suciedad del medio ambiente, por el polvo que dejan las escobillas al girar con el conmutador del generador o si está húmedo.

El IP se mide iniciando con 1 minuto y así sucesivamente hasta llegar a 10 minutos inyectando un potencial continuo. A medida que va aumentando el intervalo de prueba la resistencia a tierra debe crecer, para encontrar el IP se emplea esta fórmula:

$$23. \quad IP = \frac{R_{10min}}{R_{1min}}$$

Así mismo para hallar el IP, la norma IEEE 43-2000 indica que se debe medir la corriente que circula (I_t), en el instante (t) y estos valores dan la resistencia de aislación:

$$33. \quad R_t = \frac{V}{I_t}$$

Donde:

R_t = resistencia de aislamiento

V = es el voltaje de continua aplicada

I_t = corriente total medida en t minutos

2.8 Corrientes en el estator

Hay análisis empleados para verificar el estado de los devanados, técnicamente hay cuatro flujos que se mueven al enviar voltaje continuo al aislamiento del estator de motor o generador. Rodríguez (2006) afirma: “los flujos son de corriente capacitiva, corriente de conducción, corriente de absorción, corriente de fujo superficial” (p.112).

- Corriente capacitiva

Actúa como un condensador. Cuando se emplea tensión continua por un instante a un capacitor este eleva la corriente instantáneamente y luego decae muy rápidamente.

- Corriente de conducción

La corriente circulará si el aislamiento tiene humedad, si hay fisuras, cortes u orificios, polvo, suciedad, aceite, cenizas o químicos o existe contaminación, en el tema de aislamientos de tipo termoplástico nuevos y viejos, ocurre porque los electrones y los iones se desplazan entre el aislamiento, el cobre y el núcleo, principalmente en aislamientos contaminados por agua en un tiempo largo, en aislamientos de clase de resina epóxica o mica no sucede este fenómeno. Sucederá en los impermeabilizantes que absorban humedad.

- Corriente de absorción

Se debe principalmente a una reorientación de las moléculas polares presentes al aproximarse un campo eléctrico de continua. En varios materiales aislantes sucede este fenómeno como en el asfalto, la mica, el poliéster y la resina epóxica. Estos materiales contienen un campo eléctrico interno adecuado a la distribución de los electrones dentro de la molécula, como modelo, el agua, al superponer un campo eléctrico sus moléculas se ordenan y una vez que las moléculas están todas ordenadas el flujo se hace cero. Al inicio la corriente es grande y decae después de unos minutos. Esta corriente, al igual que la capacitiva, no es indicio de anomalías, se trata simplemente de la propiedad de esos materiales.

- Corriente de fuga superficial

Es el flujo continuo constante que recorre el área del aislamiento y es causada por la contaminación parcialmente conductora de aceite, humedad, polvo de carbón, suciedad, cenizas, químicos y otros elementos. Idealmente no debe circular ninguna corriente, si ocurre es probable que exista un deterioro en el área.

El flujo total I_t es la suma de estas corrientes. Ninguno de los flujos individuales es posible evaluarlos directamente. Las corrientes que interesan para la medida de aislamiento son el flujo de fuga y el flujo de conducción. Cuando se evalúa la resistencia a 1 minuto (R_1), el flujo de absorción aún tiene un valor importante, si el flujo total es bajo R_1 puede considerarse satisfactoria, sin embargo, medir solo a R_1 no es confiable porque no tiene una tendencia a lo largo de la vida útil del generador porque se subordina a la temperatura.

El índice de polarización IP se perfeccionó para hacer la interpretación independiente de la temperatura. El IP es el vínculo entre la resistencia de aislamiento en dos instantes diferentes. Si se considera que R_{10} y R_1 se evalúan a igual temperatura el factor de corrección es el mismo, el IP es relativamente imperceptible a la temperatura.

El IP admite usar la corriente de absorción como una magnitud para determinar si las corrientes de fuga y conducción son exageradas. Si las corrientes son superiores a la de absorción, el índice será cercano a uno. Si llega a suceder hay posibilidades de descargas superficiales (*tracking*). Si las corrientes de fuga y de conducción son bajas en relación a la de absorción a un minuto, el IP será mayor que 2 y es poco probable que existan descargas superficiales.

Si la corriente total decae en el período de 1 a 10 minutos, es debido a la corriente de absorción, porque la corriente de fuga y la corriente de conducción son constantes. La norma IEEE 43-2000 indica los valores de ensayo.

Tabla X **Norma IEEE 43-2000**

Tensión nominal del motor o generador en voltios	Tensión continua de ensayo de resistencia de aislación en voltios
< 100	500
1000-2500	500-1000
2501-5000	1000-2500
5001-12000	2500-5000
>12000	5000-10000

Fuente: *Norma*. Recuperado de: <https://www.docsity.com/pt/43-2000-resistencia-4457/06/08>

En la tabla X se determina el voltaje continuo de ensayo sugerido por la IEEE 43-2000, muestra los valores sugeridos para efectuar exámenes a los estatores de motores y generadores eléctricos. La norma sugiere voltajes de ensayo superiores a los indicados porque a mayor tensión es más fácil detectar probables fallas.

2.9 Analizar la seguridad con mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo es una técnica para cambiar piezas desgastadas, que es lo que hace la Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá, por lo cual es necesario seguir las reglas del fabricante que van íntimamente ligadas con los resultados que se presentan en el primer objetivo.

2.10 Evaluar los beneficios con mantenimiento predictivo

Con el objetivo número tres se evalúan los beneficios económicos, con la aplicación de un plan de mantenimiento predictivo utilizando el equipo de vibraciones mecánicas y descargas parciales.

El mantenimiento predictivo resulta caro al inicio, debido a los gastos en la compra e implementación del equipo y la capacitación al personal. Según Moubray (2008): con “el mantenimiento predictivo es posible en todo momento evaluar el estado real del generador y desde ahí se determina si es o no conveniente darle mantenimiento, entre otras ventajas están las siguientes” (pág. 251):

- Aumento en la disponibilidad del generador.
- Mejora la fiabilidad del equipo.
- Se disminuye las intervenciones de los equipos.
- Existe reducción de mortalidad infantil ocasionada por errores humanos cuando se realizan los mantenimientos.
- Reducción del gasto en repuestos.
- La monitorización de los equipos tiene como consecuencia reducción de accidentes y aumento en la seguridad.
- Se obtiene un beneficio económico de Q4, 801,000.

2.11 Propuesta de emplear técnicas predictivas

Con el propósito de acortar o disminuir los tiempos empleados en el mantenimiento preventivo (15 días aproximadamente por cada generador), en total 45 días por los tres generadores de potencia, se propone el empleo del análisis predictivo, basado en vibraciones mecánicas y descargas parciales en línea

Este método es utilizado ampliamente en centrales eléctricas para el análisis de los componentes mecánicos y las descargas parciales en línea.

El propósito de utilizarlos en línea tiene la ventaja de que en todo momento se conoce el estado o condición de sus elementos.

Con el objetivo de mejorar los índices de rendimiento, confiabilidad, calidad, eficiencia y conservación del generador de potencia es necesario contar con un programa que tenga precisión, robustez y versatilidad. Para la utilización de este programa y obtener el mejor beneficio es necesario implementar una serie de medidas dentro del plan de gestión de mantenimiento, de manera general se trata de la compatibilidad del nuevo equipo con la maquinaria instalada, esto desde el punto de vista operacional: qué método se empleará, la capacitación del personal que utilizará el software, interpretación y su utilización.

2.12 Pasos para la implementación del análisis predictivo:

Inventario de equipos y recolección de información técnica de los manuales del fabricante, de los estudios que empresas particulares han realizado en el generador y datos de placa de cada uno de los componentes del equipo, así como cambios o modificaciones que los técnicos de la planta han realizado a los componentes.

Esta información es sumamente valiosa para conocer los equipos y con esa información realizar un diagnóstico fiable de las fallas.

Desarrollo de base de datos

Es necesario establecer las condiciones iniciales de movimiento, giro o rotación del generador, para ello es necesario realizar múltiples lecturas para desarrollar estadísticas de tendencias, por ejemplo, a cada dos semanas, sin embargo, cuando se trata de software en línea, la información estará disponible en todo momento.

Cuando se recogen varias lecturas, o sea, un promediado espectral, se realiza para minimizar la influencia de condiciones transitorias, tales como los golpes de máquina, arranque, parada y dispositivos que estando cercanos a las chumaceras (como la rueda que cuenta las revoluciones del generador) puedan llegar a confundir el análisis de datos. Se sugiere utilizar de dos a cuatro promedios de la transformada rápida de Fourier (FFT). Si se detecta un problema se debe hacer un análisis exhaustivo de seguimiento. Es recomendable también hacerle muestras al aceite de lubricación de chumaceras.

Límites de alarma y normas ISO

Este método depende del tipo de equipo y del sistema de registro de vibraciones que se haya seleccionado. Pueden ser límites estáticos o dinámicos, estos límites servirán para registrar y avisar sobre el nivel de vibraciones medidas. Se basa en que un cambio en el grado de amplitud de la

vibración demuestra que hay condiciones que están fuera de los límites mecánicos normalmente establecidos.

Para establecer los límites de alarma es posible hacerlo de manera manual o a través del programa mediante códigos establecidos, dichos valores medidos pueden ser de temperatura, velocidad, presión de impulso, entre otros. Los límites se establecen de acuerdo a lo indicado por el fabricante, por la experiencia o de acuerdo a la norma ISO 10816, que establece una alerta en 4.5mm/s y un nivel de falla en 7.1mm/s.

Tabla XI **Límites superior e inferior del ámbito de medida**

Punto de medida	Límite superior	Límite inferior
Medidas de vibración	6 mm/s	-
Temperatura en el generador	65° C	-
Temperatura en bomba aceite	55° C	-
Temperatura ambiente	45° C	-
Intensidad real del generador	+ 20% <i>I nominal</i>	- 20% <i>I nominal</i>

Fuente: elaboración propia.

En la tabla No. XI se muestran los valores sugeridos para los límites de alarma, para los límites de disparo, en el caso de la temperatura, es necesario consultar el manual del fabricante del generador. En Jurún Marinalá hay tres generadores de la misma potencia, con los mismos equipos, es decir, son similares. Por ese motivo es válido hacer comparaciones de los análisis de cada generador, tomando como guía la norma ISO 10816-1 (dicha norma

proporciona una guía para evaluar la intensidad de vibración en máquinas que operan en el rango de frecuencia de 10 a 1,000Hz (600 a 60,000 revoluciones por minuto). Jurún opera con 600 revoluciones por minuto.

La norma ISO 10816-1 es la evaluación de vibraciones mecánicas de la máquina por medio de mediciones no rotativas.

La norma ISO 7919-1 es la evaluación de vibraciones mecánicas de máquinas no reciprocantes medidas en ejes rotativos y criterios de evaluación, bajo esas condiciones se debe efectuar una comparación de tendencias, tomando en cuenta los valores actuales con los valores obtenidos en un período de tiempo.

La mejor manera de analizar las tendencias es cuando los valores se trazan en un gráfico de tendencia. El generador de Jurún Marinalá está montado de forma horizontal. SKF (2011) afirma: “en una máquina entre soportes, los problemas de desbalanceo y desalineación pueden mostrar características similares” (p. 119). En este caso se utilizan chumaceras enfriadas por agua y aceite.

Con la norma ISO 10816 se puede analizar el comportamiento del generador de potencia, con el objetivo de detectar el tipo de problema que presenta.

En Jurún Marinalá la máquina está montada sobre soportes que tienen a cada lado una chumacera, denominadas lado A y lado B, respectivamente, que significan en el lado A la punta final del eje y que el lado B está unido a la turbina, las chumaceras son lubricadas permanentemente por aceite y enfriadas por agua.

- Norma ISO 18436-2: monitoreo de condiciones y diagnóstico de máquinas, requerimientos para entrenamiento y certificación del personal.
- Norma ISO 2041: vibración e impacto, vocabulario.
- Norma ISO 13373-1: monitoreo de condiciones y diagnóstico de máquinas.
- Norma ISO 10816-1: vibraciones mecánicas, evaluación de la vibración de la máquina por medio de mediciones en partes no rotativas.
- Norma ISO 7919-1: vibraciones mecánicas, evaluación de la vibración de la máquina por medio de mediciones sobre ejes rotativos (usando sondas de proximidad).

Las normas ISO ya enumeradas son de vital importancia, su estudio y comprensión sirven para interpretar de mejor manera los análisis.

2.13 Órdenes de trabajo

En Jurún Marinalá se emplea un software conocido como Mp9. Con esta técnica se efectúa el control y administración del mantenimiento, facilita el conocimiento de más personas en el departamento por medio de una conexión a la red de usuarios, llevando una información sistematizada, documentada y al día sobre los acontecimientos que suceden en la planta. De ahí se emiten las órdenes de trabajo que deben llevar a cabo los técnicos del taller eléctrico y mecánico.

2.14 Equipo propuesto, análisis de vibraciones mecánicas

Tal como lo he indicado, los generadores de la planta Jurún Marinalá datan de 1970, fecha en que entraron en funcionamiento, y no se tienen registros técnicos que indiquen que se les haya efectuado un estudio de vibraciones mecánicas o de descargas parciales. El análisis de vibraciones mecánicas es una técnica que proporciona excelentes resultados para la implementación del mantenimiento predictivo.

Se basa en la aplicación de métodos no destructivos para diagnosticar el estado del generador y sus componentes estando estos en funcionamiento, es decir, no es necesario detener la producción para saber el estado o condición y dependiendo cómo se encuentren se programará oportunamente su salida.

Existen muchos fabricantes con diversas aplicaciones, precios, calidad y tiempo de respuesta. A continuación, se da a conocer cuáles podrían ser los requisitos necesarios para tener un análisis predictivo eficiente. Teniendo en cuenta los niveles de tolerancia indicados por el fabricante o basados en las normas técnicas, las fallas que se pueden detectar en el generador son:

- Desbalanceo
- Desalineamiento
- Ejes torcidos
- Desajuste mecánico
- Problemas eléctricos

Se recomienda adquirir un equipo o software de monitoreo de condiciones donde se pueda establecer y ejecutar un programa de mantenimiento predictivo basado en la condición, cuyo fundamento sea la Transformada Rápida de Fourier (FFT), que incluya:

- Comunicación por red Ethernet/IP, doble puerto o anillo a nivel de dispositivos.
- Con procesadores duales de alto rendimiento.
- Con visualización de datos directos desde cualquier monitor y a través de cualquier usuario desde cualquier ubicación.
- La capacidad de programar la recolección de datos automatizada desde cualquier máquina o monitor.
- Que permita la capacidad de importar y exportar datos desde cualquier servidor hacia los monitores de red.
- Con módulos de protección capaces de apagar directamente el generador en caso de encontrar condiciones que superen las alarmas establecidas y puedan causar daños o fallas catastróficas.
- Al menos dos canales que conecten sensores de vibración comunes y cualquier sensor que emita una señal de voltaje.
- Equipado con canal de tacómetro que acepta entradas de la mayoría de los sensores de medición de velocidad y que pueda medir velocidades desde 1 a 1, 200,000 revoluciones por minuto.
- Que ofrezca procesamiento de señales que proporciona mediciones síncronas o asíncronas.
- Que tenga procesamiento de señales que proporciona dos niveles de integración y procesamiento de FFT con hasta 30 parámetros medidos.

2.15 Dispositivos para efectuar la medición de las vibraciones

Para realizar el montaje de los instrumentos de medición es necesario tomar en cuenta su calidad, precisión y que se adecúen al tipo de generador. SKF (2011) indica que “los tipos de dispositivos de medición incluyen acelerómetros, velocímetros y transductores, los dispositivos de lectura incluyen analizadores de espectro y colectores de vibración en línea” (p. 45).

Los acelerómetros, velocímetros y transductores de velocidad se utilizan para tomar datos del movimiento que ocurre en la superficie o carcasa del generador. Los transductores o sensores convierten el movimiento mecánico en una señal eléctrica a escala y su instalación debe ser colocada en los lugares estratégicos del generador o de los puntos adyacentes.

Los acelerómetros son los transductores más utilizados para la medición de vibraciones, debido a su relativa simplicidad y confiabilidad.

El transductor tiene características dinámicas en cuanto al tiempo que pasa antes de que el valor final de la variable medida pueda considerarse estacionaria y características estáticas, es decir, la precisión con que las variables del proceso son medidas.

Del sensor, Moreno (2011) dice: “es un dispositivo que responde a algunas propiedades de tipo eléctrico, mecánico, térmico, magnético, químico, entre otros, generando una señal eléctrica que puede ser susceptible de medición” (p. 45). El sensor se convierte en transductor cuando se le acopla un dispositivo de acondicionamiento de señal

El transductor posee propiedades. Moreno (2011) indica: “convierte una señal física en otra distinta, existen diferentes tipos para captar la misma señal” (p. 49). Entre otros están:

- Elementos de transducción capacitiva
- Elementos de transducción inductiva
- Elementos de transducción reluctiva

- Elementos de transducción electromagnética
- Elementos de transducción piezoeléctrica
- Elementos de transducción resistiva
- Elementos de transducción fotovoltaica
- Elementos de transducción termoeléctrica
- Elementos de transducción por ionización

2.16 Clasificación de los transductores

- Según su señal de salida:
 - Analógicos
 - Digitales
- Según su relación de entrada/salida (FDT) y función de transferencia:
 - Orden cero
 - Orden uno
 - Orden dos
- Según el aporte de energía:
 - Moduladores o activos
 - Generadores o pasivos
- Según el modo de funcionamiento:
 - Deflexión
 - Comparación

2.17 Transductores de temperatura

Es una condición necesaria realizarle la medición de temperatura al generador de potencia, los elementos utilizados frecuentemente son los termistores, detectores de temperatura resistivos, termopares y circuitos integrados específicos

Los termistores son sensores que cambian su resistencia con la temperatura. Su condición más importante es su coeficiente de temperatura (CT), que refleja el cambio en la resistencia del termistor dado un rango de temperatura determinado. El coeficiente de temperatura es negativo.

Los detectores de temperatura resistivos (RTD por sus siglas en inglés) se basan en que todos los metales manifiestan un cambio positivo en su resistencia debido a un cambio positivo de la temperatura. Los detectores de temperatura más comunes se construyen de platino y níquel.

El termopar es un sensor que convierte directamente un cambio de temperatura en un cambio de tensión. Está constituido por la unión de dos materiales diferentes.

El termopar muestra buen comportamiento en un amplio rango de temperaturas y sus tiempos de respuestas son de milisegundos.

Los termistores, detectores de temperatura resistivos y los termopares son transductores de temperatura que necesitan de cables o circuitería adicional para su conexión.

2.18 Precio de los dispositivos

El valor de los dispositivos para instalar un análisis de vibraciones mecánicas en línea llega a \$4,068 más \$1500 del valor del software suman un total de \$5, 568.0, este equipo no incluye la capacitación, montaje y puesta en operación. Es un equipo básico que emplea la transformada rápida de Fourier para el análisis.

2.19 Análisis de descargas parciales al generador

En el caso del generador de potencia de Jurún Marinalá, cuyo montaje se efectuó desde el año de 1970, se considera necesario realizarle un análisis de la degradación eléctrica del aislamiento. Esto se puede analizar a través de la instalación del sistema de descargas parciales, es un método no destructivo y no invasivo con el objetivo de identificar los puntos de descarga individuales en el aislamiento. Esto consiste en pequeñas descargas localizadas en las cavidades del aislamiento que quedan cuando se aplica barniz aislante a las bobinas del generador. Esas cavidades se llenan de aire y debido a los campos eléctricos generados llegan a tener descargas o rompimiento del espacio donde se alojan. Las descargas internas producen la ionización del aire, formando ozono, que es un gas contaminante muy corrosivo que llega a destruir el aislamiento.

La norma IEC 60270 define a la descarga parcial indicando que “es una ruptura dieléctrica del aislamiento de equipos de alta tensión como resultado de un aumento localizado de la intensidad de campo causado por la contaminación

o por los puntos de descarga en el medio aislante” (s/p). Con la medición de descargas parciales se podrá identificar a tiempo las causas potenciales de las fallas por aislamiento defectuoso.

2.20 Equipo propuesto para descargas parciales

Hay diversos métodos para realizar el análisis de las descargas parciales, en este caso se empleará el método con condensadores de acoplamiento, esto es trabajando en línea, con la máquina funcionando, en condiciones reales, con variaciones de carga y temperatura. Los condensadores de acoplamiento se conectarán a cada fase en los terminales de salida del generador.

Así mismo se conectará una unidad de registro de los datos obtenidos de los condensadores mediante un cable de fibra óptica, el cual será conectado a una estación de trabajo o a una computadora utilizando el software de dicho equipo. Llevará también un dona de medición de corriente acoplada a cada fase de las barras de salida del generador.

Con el equipo instalado se podrán realizar comparaciones continuas y en el momento que se necesite de los valores de las descargas parciales. Así mismo se podrá programar los umbrales de protección para proteger al generador, dado el caso de un problema de aislamiento, esto debe ir de acuerdo a la norma internacional IEC 60034-27-2, que especifica cómo se deben monitorear las descargas parciales en las máquinas rotatorias.

El equipo que se adquiera deberá ser operado desde el teclado o desde el software en la IHM (Insulation Health Monitoring, monitor de salud de aislamiento) y deberá permitir la configuración del instrumento, control de mediciones, obtener y almacenar la información y presentar gráficas de

tendencia. El equipo debe estar basado en funciones de última generación de software y hardware, con técnicas síncronas multicanal y multi frecuencia.

3. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El desarrollo de la investigación y la validez interna de este estudio es que fue realizado de manera presencial en la Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá, observando directamente el mantenimiento durante los 15 días que dura, estudiando los manuales del fabricante de los equipos, revisando la bitácora o apuntes de los operadores, tomando fotos y en su caso colaborando en el cambio de dispositivos o equipo. El tema central de esta investigación es el generador de potencia eléctrico. Dentro de los hallazgos observados está el deterioro de la impermeabilidad o aislamiento de los devanados del generador.

Con relación a la medida de resistencia de impermeabilidad practicada al generador de potencia objeto de este estudio, lo realizó una empresa ajena al INDE (subcontratación del mantenimiento), se realizó el 10 de abril de 2010 y dio como resultado el Índice de Polarización (IP) que se muestra en la tabla XI, con los valores índices de polaridad obtenidos:

Tabla XII **Valores índices de polaridad obtenidos**

CONEXIÓN	IP
Fase U-Tierra	1.02
Fase V-Tierra	1.084
Fase W-Tierra	1.101
Fase UVW-Tierra	1.507
Fase U-V	1.054
Fase V-W	1.086
Fase W-U	1.087
Rotor-Tierra	1.007

Fuente: elaboración propia, valores para verificar el aislamiento.

En la tabla XII se aprecian algunos de los resultados de las pruebas eléctricas a los devanados del estator del generador, con el IP. Las pruebas de factor de potencia de aislamiento de fase a tierra, prueba de factor de potencia de aislamiento entre fases, prueba de capacitancia de devanados entre fases se muestran en la figura No. 21.

Figura 21. **Resistencia de aislamiento de devanados (*megger*)**

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS (MEGGER)						
			TEMPERATURA AMBIENTE		33 °C	
			TEMPERATURA APARATO		40 °C	
			HUMEDAD RELATIVA		25 %	
CONEXIÓN	RESISTENCIA	RESISTENCIA (ref. 40° C)	PI	CAPACITANCIA	DAR	RESULTADOS GRÁFICOS
FASE U - TIERRA	219.8 MO	219.8 MO	1.102	219.600 pF	1.082	GRÁFICA 1
FASE V - TIERRA	220.2 MO	220.2 MO	1.084	219.600 pF	1.069	GRÁFICA 2
FASE W - TIERRA	222.7 MO	222.7 MO	1.101	219.200 pF	1.079	GRÁFICA 3
FASE UVW - TIERRA	442.4 MO	442.4 MO	1.507	632.900 pF	1.227	GRÁFICA 4
FASE U - V	329.0 MO	329.0 MO	1.054	110.500 pF	1.062	GRÁFICA 5
FASE V - W	331.8 MO	331.8 MO	1.086	109.500 pF	1.065	GRÁFICA 6
FASE W - U	337.0 MO	337.0 MO	1.087	109.500 pF	1.071	GRÁFICA 7
ROTOR - TIERRA	66.03 MO	66.03 MO	0.730	107.300 pF	1.007	GRÁFICA 8

Fuente: López, J. (2012). *Instalación de descargas parciales*.

En la figura 21 se presentan los resultados del análisis de aislamiento a los devanados del generador empleando el instrumento de medida conocido como *megger*.

3.1. Resultados a pruebas de devanados

Las conclusiones o resultados de esas pruebas a los devanados indicaron que:

- Prueba de factor de potencia de aislamiento de fases a tierra. Los resultados registran valor mayor al recomendado (según Doble Engineering Company el valor recomendado es de 2.0% o menos para unidades fabricadas entre los años de 1950 y 1970).
- Prueba de factor de potencia de aislamiento entre fases. Presenta valores mayores a los recomendados.
 - Los resultados Tip Up registraron valor mayor al recomendado (según Doble Engineering Company es de 2% o menos para ambos casos, en unidades fabricadas entre los años de 1950 a 1970).

La conclusión general a la que llegó la empresa que realizó las pruebas arriba mencionadas es que el sistema general de aislamiento de este generador se encuentra en condición de monitoreo. Las pruebas de capacitancia de devanados entre fases y la prueba de capacitancia de devanados de fase a tierra queda como base de datos para futuras pruebas, porque no se dispone de base de datos en la Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá para hacer análisis comparativos.

3.2 Limpieza a generador de potencia

Otro hallazgo observado fue la manera de hacerle limpieza a los devanados del generador, tal como se muestra en la figura 18, la limpieza a los

devanados del estator se realiza con un desengrasante de nombre comercial Dieltron y aplicando aire comprimido hacia el interior de las ranuras.

Esta práctica es contraria a lo que explica el manual del fabricante del generador. Brown (1969) afirma: “las partes accesibles del arrollamiento del estator tienen que ser limpiadas en seco. Para esta limpieza no se debe emplear aire comprimido, ya que con el aire comprimido todo el polvo y la suciedad entraría dentro de la máquina” (p. 102).

3.3 Base de datos históricos

Así mismo, no existe base de datos sistematizada que archive los mantenimientos efectuados, fallas recurrentes, análisis de pruebas efectuadas, fallas recurrentes y soluciones encontradas. Lo que se tiene únicamente es la bitácora del día, donde los operadores escriben lo que sucede dentro de su turno diario.

También en ese mantenimiento llamado mantenimiento mayor se moviliza a unas 8 ó 10 personas de otra planta para apoyar al personal de Jurún Marinalá para las labores del trabajo, pago de horas extras todos los días y fines de semana, utilización de 2 ó 3 vehículos para transportar personal, consumo de combustible y cambio de equipo o dispositivos que no se sabe si podrían rendir más tiempo. Se cambian porque así lo requiere el mantenimiento preventivo.

No se presentaron problemas o limitaciones en el estudio realizado por parte del personal técnico o administrativo, colaboraron en todo sentido. Sí hay limitaciones en la recopilación de información porque no se posee una base de

datos técnicos históricos para realizar estudios comparativos con los nuevos análisis realizados, principalmente con las pruebas de medición de aislamiento.

La validez externa de este estudio es que se puede aplicar no solo a la presente investigación, sino es válido para los tres generadores que posee la Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá, ya que tienen las mismas características técnicas y su funcionamiento está dado por similares equipos y columna de agua

Así mismo la empresa de generación de energía eléctrica del INDE posee varias plantas generadoras como por ejemplo Santa María de Jesús, Aguacapa, El Salto, Palín II, Los Esclavos, entre otras, y en todas ellas aún se aplica el mantenimiento preventivo, aquí también es posible implementar este plan de mantenimiento predictivo. La diferencia está en el tiempo que se utiliza para cada mantenimiento, está directamente relacionado con la potencia que genera.

La propuesta puntual de este trabajo es proponer el mantenimiento predictivo como una técnica de mantenimiento eficiente, versátil, amigable con el medio ambiente y eficaz en sus predicciones. El mantenimiento predictivo en línea (que se propone) se basa fundamentalmente en el monitoreo en todo momento del generador de potencia, es decir, que esa supervisión es capaz de predecir o anticiparse a una falla catastrófica. Y lo más importante es que no hay necesidad de detener el proceso de generación de energía para revisar su condición.

Se basa en análisis de gráficos o espectros que detectan las fallas incipientes y con base en eso se programa su mantenimiento. Actualmente con el mantenimiento preventivo, utilizando la fórmula de la energía y a precios del 2014 por costo del bloque de energía y potencia eléctrica, se calculó una pérdida por los 15 días que se deja de generar: alrededor de Q4,801,000 por

cada generador instalado en la planta. Esto se puede reducir con el mantenimiento predictivo, calculando reducir el mantenimiento a 12 de los 15 días, es decir un ahorro del 80% aproximadamente.

Así mismo, no es necesario emplear mucho personal externo a la planta y no se cambiarán dispositivos simplemente porque así lo recomienda el mantenimiento preventivo. Significa un ahorro significativo. También brinda confiabilidad, eficiencia y disponibilidad a los generadores de la Planta Jurún Marinalá.

3.4 Comparación bibliográfica

Se realizó investigación científica para apoyar lo que se documentó en este trabajo, con el objetivo de facilitar la búsqueda de información que particularmente sobre el tema de las descargas parciales es difícil encontrar.

Los manuales y bitácoras consultados en la planta hidroeléctrica Jurún Marinalá fueron significativos para comprender y explicar en función de las interrogantes planteadas. Con respecto a la protección de los devanados del generador, es importante mencionar la investigación que llevó a cabo Rodríguez Hidalgo en su libro *Mantenimiento de los bobinados y núcleo de los generadores de las centrales de Pisayambo, Argoyan y Esmeraldas*, editado por la Escuela Politécnica Nacional de Quito. Así mismo, también las vibraciones mecánicas en línea son utilizadas dada la confiabilidad que brindan a los generadores en su funcionamiento.

La Empresa SKF, líder mundial en fabricación de rodamientos y chumaceras para pequeños y grandes generadores, recomienda la utilización del mantenimiento predictivo. *El libro Mantenimiento centrado en confiabilidad*

(Mcc), de J. Moubray, es una técnica muy utilizada en Latinoamérica, específicamente para su aplicación en aviación y generadores eléctricos.

Y una condición muy importante es que la mayoría de generadores privados del país utilizan la técnica del mantenimiento predictivo para cuidar y hacer eficientes sus activos, debido a ello solo se para la producción de energía en casos estrictamente necesarios, bien planificados y por muy corto tiempo.

CONCLUSIONES

1. Se hizo el diseño de un plan de mantenimiento predictivo al generador de potencia de la Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá del INDE, utilizando el análisis de vibraciones mecánicas y descargas parciales, observando la pérdida económica que ocurre con el análisis preventivo.
2. Se realizó un análisis a los devanados del estator del generador por medio de pruebas eléctricas, de factor de potencia, aislamiento entre fases y prueba de capacitancia, por presentar valores mayores a los recomendados técnicamente, con lo cual se pudo comprobar que el aislamiento se encuentra deteriorado.
3. Se realizó un análisis a la seguridad que presenta el equipo con un plan de mantenimiento preventivo, debido a que este sistema detiene la producción e incrementa gastos en su aplicación.
4. Se hizo una evaluación de los beneficios económicos en el estudio piloto realizado, el cual dio como resultado que es posible una reducción del 80% del tiempo utilizado normalmente, que es de 15 días, es decir, que se utilizarían solamente 3 días para el mantenimiento, aplicando un análisis de vibraciones mecánicas y descargas parciales dentro del plan de mantenimiento predictivo propuesto como solución de la problemática planteada.

RECOMENDACIONES

1. Diagnosticar continuamente el mantenimiento predictivo al generador de potencia de la Planta Hidroeléctrica Jurún Marinalá, utilizando el análisis de vibraciones mecánicas y descargas parciales para evitar las fallas de carácter catastrófico, como la salida de línea.
2. Revisar y monitorear la seguridad operativa del equipo del generador de potencia y dar seguimiento a un plan de mantenimiento para mejorar la productividad de la planta hidroeléctrica.
3. Revisar el empleo de un plan de mantenimiento preventivo, con la utilización de descargas parciales debido a las pérdidas económicas y de confiabilidad que ocasionan 15 días de paro de producción de energía eléctrica, tal como se presenta en la propuesta.
4. Darle viabilidad a la propuesta realizada para generar los beneficios económicos encontrados en la investigación y su utilización para futuras investigaciones.

BIBLIOGRAFÍA

1. Alonzo, V. (2009). *Energía hidroeléctrica de turbinas y plantas*. México: Limusa.
2. Améndola, L. (2008). *Modelos mixtos de confiabilidad*. Valencia: Datastream.
3. ASTM, B. (2009). *Anual book de ASTM*. Philadelphia: ASTM.
4. Azamar, L. (2009). *Pruebas de diagnóstico de aislamientos del estator y rotor*. México: Lapem-CFE.
5. Balachandran, B. (2008). *Vibraciones mecánicas*. Mexico: Cengge Learning.
6. Brown, B. (1969). *Manual de mantenimiento*. Suiza: Brown Boveri & Cie.
7. Coyne. (2009). *Electricidad práctica aplicada*. México: Unión tipográfica, Editorial Hispanoamericana.
8. Encinas, P. (2009). *Turbo máquinas hidráulicas*. México: Limusa.
9. Fuentes, S. (2009). *Paradigmas de mantenimiento*. México: Prentice Hall.

10. Generation, A. (2008). *ABB Generation, refurbishment and uprating of hidro power generators*. Philadelphia: ABB INC.
11. López, A. (2009). *Pruebas de diagnóstico de aislamientos del estator y rotor*. México: Lapem-Cfe.
12. Lopez, J. (2012). *Instalación de sistema de descargas parciales*. México: Dynamic Ratings.
13. Lyles, J. (2008). *Experience with partial discharge analyzer testing as appliend to hydraulic generator windings*. Ontario: Doble Engineering Company.
14. Mc Lean, N. (2008). *Mecánica técnica, esférica y dinámica*. México: McGraw Hill.
15. Moreno, L. (2011). *Automatización de procesos industriales*. México: McGraw Hill.
16. Moubray, J. (2008). *Mantenimiento centrado en confiabilidad*. North Carolina: Aladon LLC.
17. Ortiz, F. (2011). *Hidráulica. Generación de energía*. Colombia: Ediciones de la U.
18. Ramirez, J. (2008). *Máquinas motrices y generador de energía eléctrica*. España: CEAC.
19. Resnick, H. (2008). *Física*. México: Compañía Editorial Continental S.A.

20. Rodriguez, H. (2006). *Mantenimiento de los bobinados y núcleo de los generadores de las centrales Pisayambo, Argoyán, Esmeraldas*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
21. Shuichi, A. (2006). *An insulation deterioration diagnostic method for generator winding*. Japon: IERE.
22. SKF, A. (2011). *Análisis de vibraciones nivel I*. Colombia: Instituto de confiabilidad.
23. Stephen. (2012). *Máquinas eléctricas*. México: Mc Graw Hill.
24. Tavares, L. (2008). *Administración moderna del mantenimiento*. Brasil: Universidad Federal de Río de Janeiro.
25. Thompson, W. (2009). *Teoría de vibraciones*. México: Prentice Hall.
26. Tippens. (2008). *Física*. México: Mc Graw Hill.

